



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ARAGÓN

“Coordinación de protecciones en alimentadores de distribución”

Tesis

Que para obtener el título de:

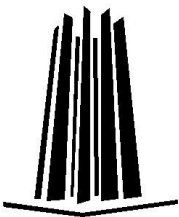
Ingeniero Mecánico Electricista
(Área Eléctrica-Electrónica)

Presentan

Alejandro Guevara Gutiérrez
David Víctor Juárez Reyes

Director de Tesis: Ingeniero Raúl Barrón Vera

México Edo. Mex. 2007





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ÍNDICE

CAPÍTULO I.

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UNA LINEA.

	Pagina
I.1. introducción	1
I.2. Tipos y materiales de los conductores.....	1
I.2.1. Conductores de cobre.....	2
I.2.1.1. Temple.....	2
I.2.1.2. Construcciones.....	3
I.2.1.3. Aplicaciones	4
I.2.1.4. Características eléctricas de los conductores de cobre.....	4
I.2.2. Conductores de aluminio.....	5
I.2.2.1. Características del aluminio.....	5
I.2.2.2. Tipos de conductores.....	6
I.2.2.3. Características eléctricas de los conductores de aluminio.....	7
I.3. Parámetros eléctricos.....	9
I.3.1. Resistencia de la línea.....	9
I.3.2. Inductancia de la línea.....	10
I.3.2.1. Inductancia de una línea para una fase dos hilos.....	10
I.3.2.2. Inductancia de una línea monofásica con conductores unidos simétricamente...	11
I.3.2.3. Inductancia de un sistema trifásico y transposición de una línea.....	12
I.3.2.4. Inductancia de un sistema trifásico con multiconductores.....	14
I.3.2.5. Inductancia de una línea trifásica de doble circuito.....	15
I.3.3. Capacitancia de una línea.....	16
I.3.3.1. Capacitancia de un circuito monofásico.....	17
I.3.3.2. Capacitancia de una línea Incluyendo el efecto de la tierra.....	18
I.3.3.3. Capacitancia de un circuito monofásico considerando los efectos de la tierra....	18
I.3.3.4. Capacitancia de una línea trifásica simple.....	19
I.3.3.5. Capacitancia de una línea de doble circuito.....	20

CAPÍTULO II.

CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

	Pagina
II.1. Introducción	23
II.1.1. Naturaleza de las fallas	24
II.1.2. Tipos de fallas y sus causas	26
II.2.1. Método por unidad	27
II.2.2. Definición de por unidad	27
II.2.3. Ventajas de emplear el método por unidad	28
II.2.4. Cantidades base	28
II.2.5. Impedancia en por unidad de transformadores	29
II.2.6. Cambios de cantidades en por unidad (o porciento) a diferentes bases	30
II.3.1. Componentes simétricas	31
II.3.2. Conjunto de secuencia positiva	31
II.3.3. Conjunto de secuencia negativa	32
II.3.4. Conjunto de secuencia cero	33
II.3.5. Ecuaciones generales	33
II.4.1. Redes de secuencia	34
II.4.2. Red de secuencia positiva	34
II.4.3. Red de secuencia negativa	34
II.4.4. Red de secuencia cero	34
II.4.5. Impedancia de falla	37
II.5.1. Interconexión de redes para una falla trifásica	38
II.5.2. Interconexión de redes para una falla de línea a tierra	39
II.5.3. Interconexión de redes para una falla entre fases	40
II.5.4. Interconexión de redes para una falla de doble línea a tierra	41

CAPÍTULO III.

EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

	<i>Página</i>
III.1. Introducción	42
III.2. Fusibles; definición	42
III.2.1. Construcción	42
III.2.2. Características de operación	43
III.2.3. Tipos de fusibles	44
III.2.3.1. Fusibles tipo expulsión	44
III.2.3.2. Fusibles de triple disparo	44
III.2.3.3. Fusibles de vacío	45
III.2.3.4. Fusibles limitadores de corriente	45
III.2.3.5. Fusibles en exafloruro de azufre	46
III.2.3.6. Fusibles de potencia	46
III.3. Restaurador; definición	47
III.3.1. Construcción	47
III.3.2. Características de operación	48
III.3.2.1. Características de tiempo corriente y secuencias de operación	48
III.3.3. Tipos de restauradores	49
III.4. Seccionalizadores; definición	50
III.4.1. Construcción	50
III.4.2. Principios de operación	50
III.4.3. Tipos de seccionalizadores y su funcionamiento	51
III.4.3.1. Funcionamiento del seccionalizador con control hidráulico	51
III.4.3.2. Seccionalizadores tipo electrónico monofásicos	52
III.4.3.3. Operación de seccionalizadores tipo electrónico	53
III.5. Relevadores de protección; definición	54
III.5.1. Relevadores electromecánicos	54
III.5.1.1. Atracción electromagnética	54
III.5.1.2. Inducción electromagnética	54
III.5.2. Relevador de sobrecorriente estático	55
III.5.3. Relevador de sobrecorriente digital (numérico o microprocesado)	55
III.5.4. Definiciones	56
III.5.5. Equipos asociados a los relevadores de sobrecorriente	57
III.5.5.1. Interruptor de potencia	57
III.5.5.2. Transformador de corriente	57
III.5.5.3. Clasificación ANSI de la precisión	57
III.5.5.4. Material de aislamiento en un transformador de corriente en baja, media y alta tensión	59
III.5.5.5. Capacidad de resistencia de los transformadores de corriente a los cortos circuitos	59

CAPÍTULO IV.

CRITERIOS DE COORDINACIÓN.

	<i>Página</i>
IV.1. Introducción	60
IV.2. Criterios de aplicación de esquemas de protección en subestaciones de distribución	60
IV.2.1. Esquemas de protección para alimentadores de circuitos primarios de distribución	61
IV.2.2. Consideraciones de aplicación en la selección de los esquemas de protección	62
IV.2.3. Protección del alimentador de distribución	65
IV.3. Criterios de aplicación de protecciones en redes de distribución	66
IV.3.1. Dispositivos de protección contra fallas permanentes	66
IV.3.2. Dispositivos de protección contra fallas transitorias	67
IV.3.3. La protección contra fallas permanentes y transitorias en las redes de distribución	67
IV.4. Criterios de coordinación de protecciones de sobre corriente en sistemas de distribución	70
IV.4.1. Criterios de coordinación Relevador-Relevador	71
IV.4.2. Criterios de coordinación Relevador-Fusible	73
IV.4.3. Criterios de coordinación Relevador-Seccionalizador	76
IV.4.4. Criterios de coordinación Relevador-Restaurador	77
IV.4.5. Criterios de coordinación Relevador-Seccionalizador-Fusible	81
IV.4.6. Criterios de coordinación Restaurador-Fusible	82
IV.4.6.1. Secuencia 2A-2B	83
IV.4.6.2. Secuencias 1A-3B y 1A-2B	83
IV.4.6.3. Secuencias 3A-1B, 2A-1B Y 1A-1B	84
IV.4.6.4. Secuencias 4A, 3A y 2A	84
IV.4.6.5. Secuencias 4B, 3B y 2B	84
IV.4.7. Criterios de coordinación Restaurador-Seccionalizador	84
IV.4.8. Criterios de coordinación Restaurador-Seccionalizador-Fusible	87
IV.4.9. Criterios de coordinación Fusible-Fusible	89

CAPÍTULO V.

EJEMPLOS DE COORDINACIÓN.

	<i>Página</i>
V.1. Introducción	91
V.2. Parámetros del alimentador	91
V.3. Cálculo de la corriente de cortocircuito	93
V.4. Corriente de cortocircuito en amperes	97
V.5. Coordinación de los distintos dispositivos de protección	97
V.5.1. Coordinación Relevador-Relevador	98
V.5.2. Coordinación Relevador-Fusible	101
V.5.3. Coordinación Relevador-Seccionalizador	104
V.5.4. Coordinación Relevador-Restaurador	105
V.5.5. Coordinación Relevador-Seccionalizador-Fusible	110
V.5.6. Coordinación Restaurador-Fusible	111
V.5.7. Coordinación Restaurador-Seccionalizador	115
V.5.8. Coordinación Restaurador-Seccionalizador-Fusible	117
V.5.9. Coordinación Fusible-Fusible	119

INTRODUCCIÓN

La correcta coordinación de los distintos dispositivos de protección es importante para el correcto funcionamiento de un sistema de distribución ya que sin ellos las fallas (muy comunes en el sistema) no permitirían la distribución de la energía eléctrica de una manera adecuada y se presentarían cortes en servicio por periodos muy prolongados afectando así a industrias, oficinas, centros comerciales, hospitales, escuelas, etc. por lo que una correcta aplicación de estos criterios redundara en un mejor servicio y utilización de la energía.

En el presente trabajo de tesis se exponen los criterios que deben guardar los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, en alimentadores de distribución aéreos, para su correcta coordinación. Con estos criterios se pretende evitar la operación simultánea de los dispositivos coordinados, teniendo selectividad en la operación de los mismos. Esto con la finalidad de proteger las líneas de distribución para evitar accidentes, ya que estos dispositivos de protección desconectan el alimentador en caso de alguna falla, como puede ser la caída de alguna línea. Para comprender mejor los criterios de coordinación es necesario contemplar ciertos aspectos como la impedancia de las líneas de distribución sus características y la forma de calcularla, la cual se expone en el capítulo uno. Los tipos, causas y valores de las corrientes de falla, y como considerar las conexiones de los distintos elementos que conforman la red durante una falla, todo esto se exponen en el capítulo dos. El mínimo conocimiento en funcionamiento de los distintos dispositivos de protección, sus características y los casos en los que más se utilizan, datos que se contemplan en el capítulo tres. Finalmente los criterios de coordinación de los distintos dispositivos se explican en el capítulo cuatro, y en el capítulo cinco se realizan ejemplos de los criterios de coordinación.

Otro beneficio que se tiene con una correcta coordinación entre los dispositivos de protección, es el de brindar un mejor servicio a los usuarios, ya que las zonas del alimentador que presenten algún disturbio serán las únicas partes del alimentador que se desconectarán en caso de que la falla sea de naturaleza permanente.

Para lograr una correcta aplicación de estos criterios es necesario conocer además de estos, las características eléctricas que presenta una línea de distribución y los valores de corriente de falla a los que se verán sometidos todos sus elementos, así como las características y funcionamiento de los dispositivos que protegerán el alimentador. Aspectos que este trabajo trató de cubrir de la mejor forma posible, exponiéndolos de una manera clara y sencilla para su mejor entendimiento.

CAPÍTULO I.

PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UNA LÍNEA.

I.1 INTRODUCCIÓN.

La energía eléctrica se produce en las estaciones de generación, las cuales se localizan alejadas de los lugares de consumo y ya que la energía eléctrica no puede almacenarse en grandes cantidades (una manera de almacenamiento es a través de baterías, almacenando solo c.c.) para después ser consumida, se tiene la necesidad de transportarla al lugar y en el momento que sea requerida tomando en cuenta esta necesidad; la energía eléctrica que se produce en las estaciones de generación, se transporta a través de líneas de transmisión de alta tensión y se distribuye en líneas de media tensión a estos puntos de utilización. Con este fin se construyen redes de transmisión y de distribución, estas redes presentan pérdidas eléctricas las cuales están relacionadas con los diferentes parámetros eléctricos de cada una de ellas. La reducción de estas pérdidas es significativa ya que es un aspecto importante en la conservación de la energía.

I.2 TIPOS Y MATERIALES DE LOS CONDUCTORES.

Se emplean diferentes tipos de conductores para la transmisión y distribución de energía eléctrica. Los conductores de fase en sistemas de transmisión emplean conductores desnudos de aluminio y aluminio con acero, en los sistemas de distribución los materiales de los conductores pueden ser el aluminio o el cobre, estos conductores pueden ser desnudos semiaislados o aislados (los conductores aislados se utilizan en redes subterráneas o en transiciones de redes aéreas a subterráneas).

La aplicación de conductores desnudos en circuitos eléctricos es muy grande. Estos conductores se encuentran instalados en líneas aéreas soportadas por estructuras (torres, postes, etc.) a través de aisladores.

Los principales usos que tienen los conductores desnudos son:

- Conductores para transmisión aérea.
- Conductores para distribución aérea.
- Conductores neutros en instalaciones con cables aislados o en líneas abiertas.
- Soporte para cables aislados en construcciones especiales, en donde dicho soporte se aprovecha también como neutro.
- Hilo de guarda, para conexión a tierra de equipo eléctrico y de aparta rayos.
- Construcciones especiales.

De todas las aplicaciones anteriores, las más importantes son las dos primeras; conductores para transmisión y distribución aérea, por lo que solo mencionaremos estas aplicaciones.

Un sistema de transmisión o distribución ideal debe contar con los requerimientos que a continuación se mencionan en la tabla 1.1.

Confiabilidad.	Servicio libre de interrupciones.
Regulación.	Proporcionar potencia a voltaje constante.
Eficiencia.	Mantener las pérdidas a valores bajos.
Balaceo.	La magnitud de los voltajes y corrientes en cada fase deben ser iguales y desfasadas 120° .
Efecto corona.	Debe estar controlado en líneas de alta tensión.
Transferencia.	Los campos eléctricos y magnéticos de la línea no deben afectar la operación de circuitos de comunicación.
Economía.	El costo de operación e instalación debe ser reducido.

TABLA 1.1.
PROPIEDADES DE UNA LÍNEA ELECTRICA.

I.2.1 CONDUCTORES DE COBRE.

El cobre, es uno de los pocos metales que ha encontrado su mayor aplicación en forma prácticamente pura, más que en forma de aleación, debido principalmente a su funcionamiento como conductor de electricidad. Aproximadamente la mitad del cobre que se consume mundialmente, es utilizado en la industria eléctrica.

Entre las principales características del cobre electrolíticamente puro, se enuncian las siguientes:

- Elevada conductividad eléctrica.
- Alta conductividad térmica.
- Resistente a la corrosión.
- Gran maleabilidad.
- Gran ductilidad.
- Alta resistencia mecánica.
- No es magnético.
- Es fácilmente soldable.

A la elevada conductividad eléctrica del cobre, es a lo que se debe más que nada, su enorme uso en el campo de la electricidad. A igualdad de tamaño o calibre, solamente la plata es mejor conductor.

I.2.1.1 TEMPLE.

Las especificaciones de la ASTM, establecen tres temple de cobre en la fabricación de conductores eléctricos.

- Cobre de temple duro.
- Cobre de temple semiduro.
- Cobre de temple suave.

La pureza del cobre en los tres casos, deben ser de 99.9%, y esto solo puede obtenerse si se emplea el proceso de refinación electrónica. La diferencia en los tres tipos de temple está determinada por el arreglo cristalino de los átomos en el metal, lo cual trae como consecuencia, diferencias en las propiedades mecánicas o eléctricas del conductor.

I.2.1.2 CONSTRUCCIONES.

Las especificaciones ASTM establecen cuatro construcciones posibles para conductores desnudos que se usen en líneas aéreas abiertas, las cuales son:

- Alambre.
- Cable concéntrica clase AA.
- Cable concéntrico clase A.
- Cable concéntrico clase B.

La diferencia que caracteriza a cada una de las construcciones anteriores es el número de alambres con que cuentan para un calibre dado, lo que a su vez, define la flexibilidad del cable, el número de hilos para los diferentes conductores se muestra en la tabla 1.2.

CALIBRE	CLASE		
	AA	A	B
	NUMERO DE HILOS		
4/0 AWG	7	7	19
250 MCM	12	19	37

TABLA 1.2
NÚMERO DE HILOS PARA LAS DIFERENTES CLASES DE CONDUCTORES.

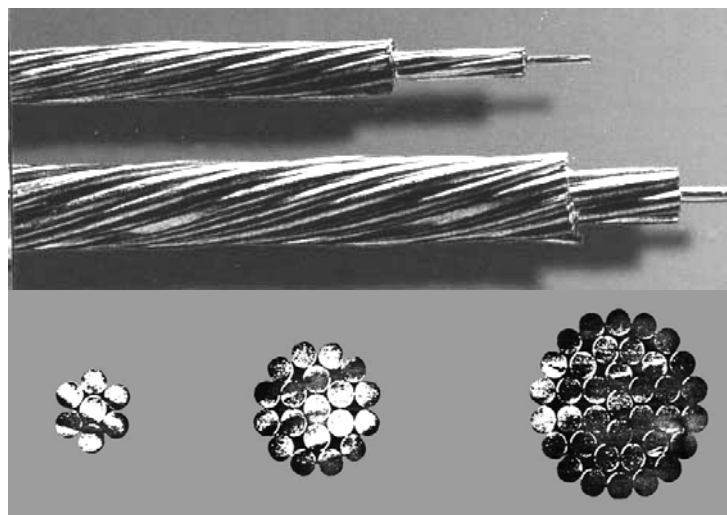


FIGURA 1.14.
DIFERENTES CALIBRES DE CONDUCTORES DE COBRE.

I.2.1.3 APLICACIONES.

El conductor desnudo que se emplea en líneas aéreas abiertas, requiere como principal característica gran resistencia a la tensión, para que soporte sin romperse, los esfuerzos normales a los que se somete una catenaria de características preestablecidas (distancia interpostal, flecha, longitud del cobre, peso del mismo, distancia al piso etc.). Otra característica importante es la elongación, la cual debe ser baja, para que el conductor no se cuelgue y reduzca el área de la sección transversal cuando está bajo la acción de fuerzas de tensión. Ambas características deben mantenerse en todo el rango de temperaturas a que puede operar el conductor.

El cobre de temple duro con su mayor resistencia a la tensión y su menor elongación, es el material más adecuado para la elaboración de conductores eléctricos desnudos utilizados en líneas abiertas, aunque su empleo significa mayores pérdidas eléctricas con respecto al cobre de temple suave.

El cobre de temple semiduro tiene su aplicación en conductores de calibre pequeño para líneas aéreas abiertas.

El cobre de temple suave se emplea en forma general, en instalaciones eléctricas como sistema de tierras.

I.2.1.4 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS CONDUCTORES DE COBRE.

Las siguientes características eléctricas de los conductores de cobre son de acuerdo a la norma LYF de materiales con número 2.0102

Material	Cobre electrolítico temple semiduro según NMX-J-012
Dirección del torcido de la capa exterior	Sentido izquierdo con paso mayor de 10 veces el diámetro y menor a 14 veces el diámetro.
Resistividad	0,017654 Ω mm ² /m a 20°C según NMX-J-035.
Conductividad	97,66% I.A.C.S. a 20°C según NMX-J-035
Acabado	Los alambres que constituyen el cable no deben tener grietas, mallas u hojeaduras

TABLA 1.3
CARACTERÍSTICAS DE COSTRUCCION PARA CONDUCTORES DE COBRE.

Nombre	Area de la sección transversal mm ²	Diámetro Exterior aprox. d mm	Clase de cableado	Nº de hilos	Resistencia C.A. a 50°C Ω /km	Carga de ruptura N	Capacidad de conducción de corriente a 75°C A
Cable Cud 4	21,15	5,88	A	7	0,9625	6 698	180
Cable Cud 1/0	53,48	9,36	A	7	0,3801	16 495	310
Cable Cud 4/0	107,20	13,25	A	7	0,1900	32 402	480
Cable Cud 500	253,40	20,67	B	37	0,0803	39 855	840

TALBA 1.4
CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS DE LOS CONDUCTORES DE COBRE.

Cable	Usado en
Cud 4	La red de baja tensión como neutro en el 1° y 2° tramo de transformadores de 75 y 112,5 kVA y como fase después del 2° tramo.
Cud 1/0	Conexión a tierra de: apartarrayos 23, capacitores, interruptores, seccionadores, restauradores, transformadores tipo poste monofásicos y trifásicos, pantallas de cables de hilo piloto, la red de media y baja tensión subterránea, así como todos los equipos instalados en bóvedas y subestaciones. Conexión de la línea de 23 kV a: cortacircuitos fusible, cuchillas, interruptores, apartarrayos y para la interconexión de equipos aéreos. El 1° y 2° tramo en la fase de baja tensión soportada en bastidor.
Cud 4/0	Sistemas de tierra en: subestaciones de potencia y distribución, buses, cajas e interruptores subterráneos.
Cud 500	Sistemas de tierra para equipos subterráneos en pozos y bóvedas.

TABLA 1.5
PRINCIPALES USOS DE LOS CONDUCTORES DE COBRE
EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

I.2.2 CONDUCTORES DE ALUMINIO.

Entre los usos del aluminio, ninguno ha sido tan satisfactorio como su aplicación como conductor eléctrico. La principal razón para su utilización, es su alta conductividad por unidad de peso.

El aluminio que se utiliza como conductor eléctrico, proviene de una refinación eléctrica y tiene una pureza de 99.5% su conductividad mínima es del 61%.

El primer conductor de aluminio utilizado en líneas aéreas abiertas, fue un conductor totalmente de aluminio (AAC), y debido a la gran aceptación que tuvo, se desarrolló toda una tecnología para cubrir sus propiedades, dimensiones, pesos, etc. Sin embargo la experiencia indicaba la necesidad de una mayor relación, resistencia a la tensión /peso. Lo primero que se hizo fue aumentar el diámetro de los cables de aluminio, incrementando así la resistencia a la tensión; más tarde, otros experimentos probaron que cableando alambres de aluminio alrededor de un núcleo de acero producía un mejor resultado y eliminaba las desventajas inherentes a los cables con grandes diámetros.

El desarrollo del conductor antes mencionado, denominado cable de aluminio con alma de acero (ACSR), combina el bajo peso y alta capacidad de corriente del aluminio, con la alta resistencia a la tensión del núcleo de acero galvanizado. Los alambres de aluminio, dispuestos en una o más capas son cableados concéntricamente sobre un núcleo de acero galvanizado, el cual puede ser sólido o cable en construcción concéntrica. El arreglo anterior dependerá del calibre o resistencia a la tensión requeridos.

I.2.2.1 CARACTERÍSTICAS DEL ALUMINIO.

- BAJO PESO: Probablemente la ventaja más obvia de los conductores de aluminio y aluminio con alma de acero es su bajo peso en comparación con otros conductores eléctricos.

La densidad del aluminio es de 2,703gr/cm³ a 20⁰C y su peso es de 2702.95kg/m³. Comparando las características antes mencionadas con las del cobre, cuya densidad es de 8.89gr/cm³ y pesa 8889.99kg/m³, podemos concluir que: Para un mismo calibre o sección, un conductor de aluminio pesa 30.4% del peso del conductor de cobre.

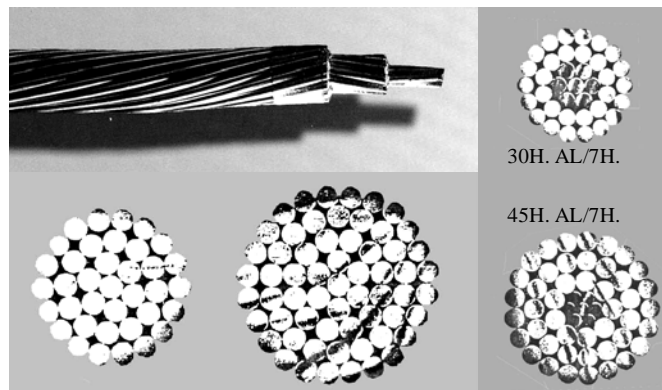
Esta propiedad de bajo peso, contribuye para lograr mayor facilidad y rapidez en el manejo de los conductores, logrando además, grandes reducciones en costos de transporte, entre otros.

- **LARGA VIDA CON POCO MANTENIMIENTO:** Es esencial que las líneas de transmisión o distribución ofrezcan larga vida en servicio con mínimos gastos de mantenimiento. Las estadísticas de servicio de los cables AAC y ACSR son la mejor indicación de que dichos conductores cumplen con este requisito. Un vistazo a las estadísticas de aproximadamente 400 líneas de cables AAC y ACSR, muchas de las cuales han estado en operación desde hace 50 años bajo diversas condiciones atmosféricas, nos indican que han tenido un servicio satisfactorio desde cualquier punto de vista.
- **COMPORTAMIENTO EN CONTACTO CON OTROS MATERIALES:** El problema de la corrosión galvánica entre dos materiales diferentes, ha recibido una gran atención por parte de los ingenieros diseñadores de líneas de transmisión. Dicha corrosión es el resultado de una combinación de factores tales como:
 - a) Los materiales deben estar en contacto.
 - b) Debe existir una diferencia de potencia entre los materiales.
 - c) Un electrolito como el agua debe estar presente.

En general estos factores pueden ser controlados, lográndose con esto que el flujo de corriente entre metales diferentes sea minimizado o eliminado.

I.2.2.2 TIPOS DE CONDUCTORES.

- **CABLE DE ALUMINIO (AAC):** Como se ha mencionado anteriormente, ésta fue la primera forma usada en conductores de aluminio. Su principal aplicación se encuentra en líneas cortas, particularmente donde existen razones para que el espacio entre los soportes sea corto, por ejemplo, en líneas de distribución urbana.
- **CABLES DE ALUMINIO CON ALMA DE ACERO (ACSR):** Este cable se caracteriza por su alta relación a la tensión/peso, y es debido a esto, el gran auge que han tenido este tipo de conductores, puesto que esta cualidad es de gran importancia en el diseño de líneas de transmisión. La proporción del área transversal del aluminio en relación con la del acero puede variar bajo un rango considerable, esto significa que el ACSR, puede ser cableado para soportar diferentes tensiones si se varía el área del acero.



FUGURA 1.15.
REPRESENTACIÓN GRAFICA DE
LOS CONDUCTORES AAC Y ACSR.

I.2.2.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO.

En las siguientes tablas se presentan las características eléctricas y usos de los diferentes tipos de conductores de aluminio de acuerdo a las normas LYF de materiales de número 2.0109 y 2.0099 para los conductores ALD y ACSR respectivamente.

Nombre	Nº de hilos	Equivalente al Cud AWG o MCM	Diámetro d en mm	Sección En mm ²	Resistencia C.Ak. a 5°C Ohm/Km	Resistencia Mecánica Límite kg	Corriente Normal de Trabajo Amp
Cable Ald 4	7	6	5,88	21,15	1,515	410	120
Cable Ald 2	7	4	7,42	33,63	0,949	621	160
Cable Ald 1/0	7	2	9,36	53,48	0,599	939	220
Cable Ald 2/0	7	1	10,51	67,43	0,475	1 157	240
Cable Ald 3/0	7	1/0	11,80	85,03	0,376	1 429	290
Cable Ald 4/0	7	2/0	13,25	107,2	0,298	1 764	330
Cable Ald 266	19	3/0	15,06	135,2	0,237	2 195	420
Cable Ald 336	19	4/0	16,90	170,5	0,189	2 948	470
Cable Ald 556	19	350	21,74	282,0	0,101	4 758	580

TABLA 1.6 CARATERISTICAS ELÉCTRICAS DE LOS CONDUCTORES ALD.

Cable	Uso
Ald 4	Todos los tramos de AP serie y múltiple
Ald 4 fase Ald 4 neutro	Todos los tramos de baja tensión de transformadores de 10 kVA
Ald 2 fase Ald 2 neutro	Todos los tramos de baja tensión de transformadores de 25 kVA y con transformadores de 50, 75 y 100 después del primer cruce
Ald 3/0 fase Ald 2 neutro	Dos primeros tramos de B.T. a cada lado de transformadores de 50, 75 y 100 kVA
Ald 336	Líneas de 6 kV y 23 kV
Ald 556	Líneas de 23 kV

TABLA 1.7
PRINCIPALES USOS DE LOS CONDUCTORES ALD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Nombre	Número de hilos		Área de la sección transversal ² mm ²		Diámetros			Resistencia C.A. a 65°C con corriente normal Ω/km	Resistencia mecánica límite kg	Corriente normal de trabajo A
	Al	Acero	Al ² mm ²	Total ² mm ²	D mm	d1 mm	d2 mm			
Cable ACSR 4	6	1	21,15	24,68	6,36	2,12	2,12	1,564	830	120
Cable ACSR 2	6	1	33,63	39,24	8,01	2,67	2,67	0,986	1 260	160
Cable ACSR 1/0	6	1	53,48	62,39	10,11	3,37	3,37	0,631	1 925	220
Cable ACSR 4/0	6	1	107,2	125,1	14,31	4,77	4,77	0,312	3 760	330
Cable ACSR 336	26	7	170,6	198,3	18,31	2,89	3,25	0,200	6 220	470
Cable ACSR 556	26	7	282,6	328,5	23,50	3,72	2,89	0,123	10 310	630
Cable ACSR 795	54	7	402,8	455,0	27,76	3,08	3,08	0,087	12 480	800
Cable ACSR 1113	45	7	564,0	602,9	31,98	4,00	2,66	0,063	13 590	1 000

TABLA 1.8
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS
DE LOS CONDUCTORES ACSR.

Cable ACSR 4 Cable ACSR 2	En líneas de 6 kV
Cable ACSR 1/0 Cable ACSR 4/0 Cable ACSR 336	En líneas de 6 kV y 23 kV
Cable ACSR 556	En líneas de 23 kV y 85 kV
Cable ACSR 795	En líneas de 85 kV
Cable ACSR 1113	En líneas de 220 kV y 400 kV

TABLA 1.9
PRINCIPALES USOS DE LOS CONDUCTORES
ACSR EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

I.3 PARÁMETROS ELÉCTRICOS.

Una línea de transmisión o distribución presenta tres parámetros eléctricos los cuales son, su resistencia, inductancia y capacitancia. Para su estudio existen diferentes modelos que pueden representar el comportamiento de la línea. Una línea de transmisión, o distribución se modela utilizando resistencias e inductancias en serie y capacitancias en paralelo. La resistencia de la línea y la inductancia, por lo general son de mayor importancia, ya que se presentan de manera significativa en la línea, no así la capacitancia que se presenta en menor medida que la resistencia y la inductancia.

Veamos ahora los aspectos que determinan estos parámetros, los cuales son básicos en las líneas; el uso y tipo de conductor, el espacio entre los conductores que van montados en los soportes de las estructuras etc.

Un alambre o una combinación de ellos no aislados de una u otra forma se conoce como conductor.

Un conductor estándar está formado de un grupo de alambres, normalmente torcido o trenzado entre sí. En un conductor concéntrico estándar con capas sucesivas que contienen seis o más alambres que la capa inferior. Con dos construcciones básicas: con un conductor en el centro, o tres conductores en el centro.

I.3.1 RESISTENCIA DE LA LÍNEA.

La resistencia de los conductores es la causa más importante de las pérdidas de potencia en líneas de transmisión y distribución. La resistencia a la corriente directa está dada por la ya familiar fórmula:

$$R_{dc} = \frac{\rho l}{A} [\text{ohms}] \dots \dots \dots (1.1)$$

Donde: R_{dc} = resistencia a la corriente directa.

ρ = resistividad del conductor.

l = longitud del conductor.

A = área de su sección transversal.

Estas variables constan de las unidades que se usan en el cálculo de la resistencia. En el sistema de unidades SI, ρ se expresa en ohms-metro, la longitud l en metros y A en metros cuadrados. Un sistema de uso común en la ingeniería de sistemas de potencia, expresa la resistencia en ohms circular mil por pié, la longitud en pies y el área en circular mil.

Se tienen cierta limitación en el uso de la ecuación, para calcular la resistencia de los conductores en las líneas de transmisión y distribución. Es necesario considerar los siguientes factores:

2. Efecto pelicular del conductor.

En la corriente alterna los flujos en el conductor no se distribuye uniformemente sobre el mismo, en el área de su sección transversal. Esta es la causa del efecto pelicular, y es el resultado de la no uniforme distribución del flujo en el conductor. Esto incrementa la resistencia en el conductor.

3. La resistencia magnética del conductor varía con la magnitud de la corriente.

En una línea de transmisión o distribución la no uniforme distribución de corriente, provoca una alta densidad de corriente, en los elementos adyacentes al conductor, esta es mayor en las partes en las que los elementos están más cercanos, que en los elementos más alejados. Este fenómeno se conoce como efecto de proximidad. Este se presenta tanto en circuitos trifásicos como en sistemas monofásicos. Para las separaciones usuales en líneas arriba de los 60 hz., no se considera el efecto de proximidad.

I.3.2 INDUCTANCIA DE LA LÍNEA.

La inductancia es provocada por el flujo de corriente alterna a través de la línea y la longitud de esta, este es el elemento más dominante en la impedancia. Las ecuaciones de este apartado se aplican tanto para conductores de cobre como de aluminio.

I.3.2.1 INDUCTANCIA DE UNA LÍNEA PARA UNA FASE DOS HILOS.

Puede conocerse la inductancia de una línea simple, de dos hilos, que consta de dos conductores cilíndricos sólidos de radio r_1 y r_2 , con una disposición como la que se muestra en la figura 1.1., utilizando la fórmula (1.2)

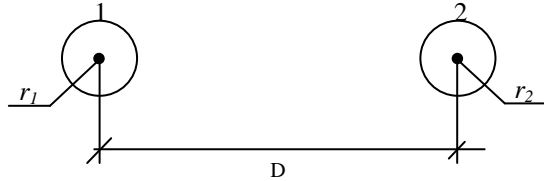


FIGURA 1.1.
CONFIGURACIÓN DE UNA LÍNEA DE UNA FASE DOS HILOS.

La inductancia total provocada por la corriente en el conductor **1** se obtiene al aplicar la siguiente fórmula.

$$L_1 = (2 \times 10^{-7}) \ln \left(\frac{D_{12}}{r_1'} \right) \left[\text{henrios/metro} \right] \dots \dots \dots (1.2)$$

De forma similar la inductancia provocada por la corriente en el conductor **2** esta dada por la ecuación.

$$L_2 = (2 \times 10^{-7}) \ln \left(\frac{D_{12}}{r_2'} \right) \left[\text{henrios/metro} \right] \dots \dots \dots (1.3)$$

Donde: L_1 ó L_2 = Inductancia de la línea en el conductor 1 ó 2

\ln = Logaritmo natural

D_{12} = Distancia entre los conductores 1 y 2

$$r_i' = r_i e^{-1/4}$$

$$r_i' = r_i (0.7788)$$

Este ajuste del radio debe considerarse para compensar los flujos internos. La cantidad r' es comúnmente conocida como **Radio Medio Geométrico** (RMG).

Como normalmente se considera a los conductores de la línea idénticos, L_1 y L_2 también son idénticas. Por lo que la inductancia para el circuito completo puede expresarse de la siguiente forma:

$$L_T = (4 \times 10^{-7}) \ln \left(\frac{D}{\sqrt{r_1' r_2'}} \right) \left[\text{henrios/metro} \right] \dots \dots \dots (1.4)$$

Es común que la reactancia de la línea sea expresada por fase, por línea y que además se utilice el logaritmo de base 10. Al realizar esta conversión obtendremos:

$$X_L = (K) \log \left(\frac{D}{r'} \right) \left[\text{ohms de cada conductor por milla o km} \right] \dots\dots(1.5)$$

En donde: X_L = Reactancia inductiva
 $K = 0.2797 @ 60 \text{ Hz}$ [ohms/milla]
 $K = 0.1736 @ 60 \text{ Hz}$ [ohms/Km]

Si expandimos el logaritmo de la ecuación (1.5) tendremos:

$$x = K \log D + K \log \frac{1}{r'} \left[\text{ohms/milla o km} \right] \dots\dots\dots(1.6)$$

Al primer termino lo llamamos X_d y al segundo X_a . De este modo.

$$X_d = K \log D \text{ reactancia inductiva } \dots\dots\dots(1.7)$$

factor espaciado ohms por milla o km

$$X_a = K \log 1/r' \text{ reactancia inductiva } \dots\dots\dots(1.8)$$

1/ft espaciada en ohms por milla o km

muchos de los factores de X_a y X_d pueden obtenerse en tablas o en libros.

I.3.2.2 INDUCTANCIA DE UNA LÍNEA MONOFÁSICA CON CONDUCTORES UNIDOS SIMÉTRICAMENTE.

En voltajes superiores a los 230 Kv (extra alto voltaje) y circuitos con un solo conductor por fase, el efecto corona se hace más excesivo. Asociado con los fenómenos de la potencia, así como la interferencia con las líneas de comunicación. El efecto corona es el resultado directo de altos voltajes y gradientes que sufre el conductor. Los gradientes se pueden reducir considerablemente, usando más de un conductor por fase. Las áreas de los conductores se aproximan a ser cerradas, en comparación con el espacio entre fases. A una línea semejante se la conoce como línea de unión de conductores. La unión consiste en dos o más conductores (subconductores) arreglados en el perímetro de una circunferencia llamada la circunferencia de unión como se muestra en la figura 1.2. Otra importante ventaja de agrupar conductores es la reducción en la reactancia de la línea, tanto en serie como en paralelo. El análisis de las líneas de unión de conductores, son un caso específico en los problemas de configuración general de multiconductores.

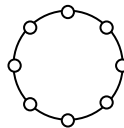


FIGURA 1.2.
CIRCUNFERENCIA DE UNIÓN DE MULTICONDUCTORES.

Par obtener la inductancia de un arreglo semejante, primeramente consideraremos un sistema con N conductores unidos, o subconductores, distribuidos sobre una circunferencia de radio A . El ángulo entre dos subconductores es $2\pi/N$. El arreglo es como se muestra en la figura 1.3.

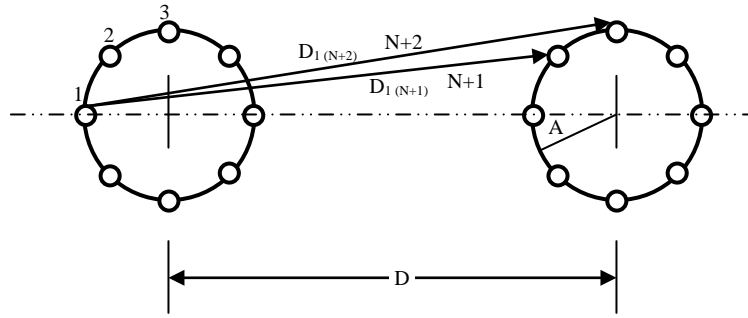


FIGURA 1.3
CONFIGURACIÓN DE SUBCONDUCTORES.

Definimos la distancia media geométrica como:

$$DMG = \left\{ D_{1(N+1)} D_{1(N+2)} \dots D_{1(2N)} \right\}^{1/N} [mts] \dots (1.9)$$

Observemos que en la práctica las distancias $D_{1(N+1)}$, $D_{1(N+2)}$, ..., como todos están a la misma distancia, si evaluamos con la distancia D con respecto a la unión de los conductores. Tendremos como resultado.

$$DMG \approx D [cm] \dots (1.10)$$

De la misma forma definimos el radio medio geométrico como.

$$RMG = \left[Nr'(A)^N - 1 \right]^{1/N} [cm] \dots (1.11)$$

Donde:

N = Número de conductores

A = Radio de la circunferencia de disposición

La inductancia de un sistema de estas características se obtiene utilizando la siguiente fórmula.

$$L = \left(2 \times 10^{-7} \right) \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) [H / mts] \dots (1.12)$$

En muchas instalaciones, el espacio entre los subconductores dentro del círculo de unión se especifica como S . Puede obtenerse fácilmente si se conoce el radio, aplicando la siguiente fórmula.

$$S = 2A \operatorname{sen} \left(\frac{\pi}{N} \right) [cm] \dots (1.13)$$

I.3.2.3 INDUCTANCIA DE UN SISTEMA TRIFÁSICO Y TRANSPOSICIÓN DE UNA LÍNEA.

Hasta ahora solo se han considerado sistemas monofásicos para el cálculo de la inductancia en el sistema. Y ya que en general los sistemas de distribución son trifásicos es necesario conocer como se debe calcular la inductancia en un sistema de estas características. Consideraremos primeramente un sistema trifásico con

conductores simples y balanceado con una disposición de conductores como la que se muestra en la figura 1.4. la cual se utiliza para encontrar el valor de la inductancia del sistema.

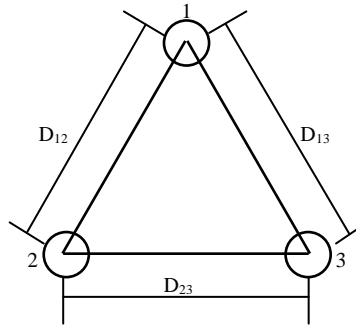


FIGURA 1.4.
CONFIGURACIÓN DE LÍNEAS TRIFÁSICAS
QUE FORMAN UN TRIÁNGULO EQUILÁTERO.

Como se puede observar en la figura 1.4. las distancias que separa a un conductor de otro son iguales, es decir, $D_{12} = D_{23} = D_{13}$ si consideramos estas distancias podemos adaptar las ecuaciones antes utilizadas para el calculo de la inductancia de un sistema que contenga estas características.

La configuración de los espacios en forma de triángulo equilátero, no es la única configuración de uso común en la práctica. Por lo que se tiene la necesidad de compensar la inductancia mutua. Una manera de conseguir esto es construyendo una transposición o rotación, cruzando los hilos de línea. Una transposición es una rotación física de los conductores, un arreglo que hace que los conductores se muevan para ocupar la siguiente posición física en un arreglo de secuencia como; a-b-c; b-c-a; c-a-b, etc. El arreglo de dicha disposición se presenta en la figura 1.5. Las secciones de línea se dividen por lo menos en tres segmentos de igual longitud por sección para una rotación, entonces podemos decir que se tiene una rotación completa de la línea.

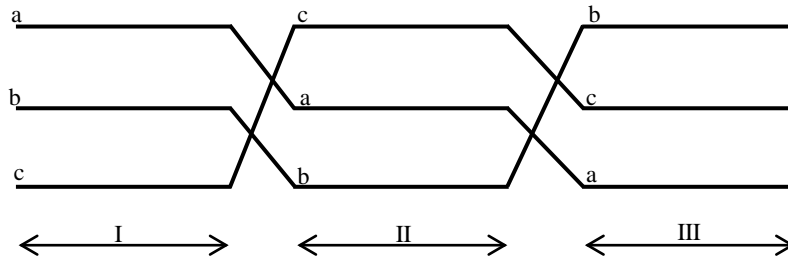


FIGURA 1.5.
TRANSPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES DE UNA LÍNEA.

Regresando a la inductancia de la línea para la configuración de la figura 1.4 definimos la distancia media geométrica de la siguiente forma.

$$DMG = (D_{12}D_{13}D_{23})^{1/3} [mts] \dots\dots(1.14)$$

y el radio medio geométrico como.

$$RMG = r' [cm] \dots\dots\dots(1.15)$$

por lo que la inductancia de un sistema de estas características se obtiene aplicando la ecuación (1.12)

$$L = (2 \times 10^{-7}) \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \left[\frac{H}{mts} \right]$$

I.3.2.4 INDUCTANCIA DE UN SISTEMA TRIFÁSICO CON MULTI CONDUCTORES.

Considérese un sistema trifásico de circuito sencillo, con una configuración de multi conductores por fase como se muestra en la figura 1.6. Asumiremos una igual distribución de corriente en los subconductores de fase y una completa transposición.

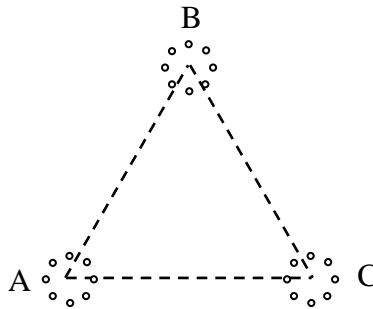


FIGURA 1.6.
CIRCUITO TRIFÁSICO CON MULTI CONDUCTORES.

Podemos observar que la inductancia por fase, es posible obtenerla mediante la ecuación (1.12) la cual ya hemos utilizado para el cálculo de la misma en circuitos monofásicos.

$$L = (2 \times 10^{-7}) \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \left[\frac{H}{mts} \right]$$

Teniendo en consideración que en esta ecuación la distancia media geométrica se obtiene de la siguiente manera.

$$DMG = (D_{AB} D_{BC} D_{CA})^{1/3} [mts] \dots (1.16)$$

donde D_{AB} , D_{BC} , D_{CA} , son las distancias entre fases tomadas desde el centro de la unión. Si consideramos una simétrica unión de conductores, podemos obtener el radio medio geométrico mediante la ecuación (1.11)

$$RMG = \left[N r'(A)^{N-1} \right]^{1/N} [cm]$$

La reactancia inductiva por milla y por fase X_L , en el caso de una línea trifásica con conductores unidos, se puede calcular utilizando la siguiente expresión.

$$X_L = X_a + X_b \left[\frac{ohms}{km} \right] \dots \dots \dots (1.17)$$

De acuerdo con lo anterior, para una operación a 60 hz. , tenemos.

$$X_a = 0.2794 \left(\frac{1}{RMG} \right) \left[\text{ohms}/\text{km} \right] \dots\dots\dots(1.18)$$

$$X_b = 0.2794 (DMG) \left[\text{ohms}/\text{km} \right] \dots\dots\dots(1.19)$$

I.3.2.5 INDUCTANCIA DE UNA LÍNEA TRIFÁSICA DE DOBLE CIRCUITO.

Una línea trifásica de doble circuito es esencialmente dos circuitos trifásicos conectados en paralelo. Se conoce así en la practica, por la idéntica construcción de los dos circuitos. Cuando se encuentran lo suficientemente separados los dos circuitos, es en este caso cuando podemos obtener la relación de la línea, como si se tratara de dos partes, y tomando una de estas como un circuito simple. Para el caso en el que los dos circuitos están en la misma torre, dicho acercamiento puede no proporcionar resultados con la suficiente precisión. El error introducido, es principalmente, debido a que no se considera el efecto de inductancia mutua entre los dos circuitos. Ahora veremos una expresión más exacta para calcular la reactancia de una línea de doble circuito.

Consideremos una línea trifásica de doble circuito, con una completa transposición, la cual esta contenida dentro del primer segmento, la relativa posición de las fases se presenta en la figura 1.7.

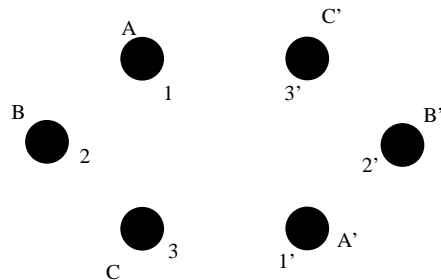


FIGURA 1.7.
CONFIGURACIÓN DE UNA LÍNEA TRIFÁSICA DE DOBLE CIRCUITO.

La inductancia pro fase y por unidad de longitud se calcula con la ecuación (1.12).

$$L = (2 \times 10^{-7}) \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \left[\text{H}/\text{mts} \right]$$

donde la distancia media geométrica de un circuito doble se calcula con la siguiente ecuación.

$$DMG = \left(D_{AB_{eq}} D_{BC_{eq}} D_{CA_{eq}} \right)^{1/3} \left[\text{mts} \right] \dots\dots\dots(1.20)$$

con las distancia medias definidas como.

$$\left. \begin{aligned} D_{AB_{eq}} &= (D_{12}D_{1'2'}D_{12'}D_{1'2})^{1/4} [mts] \\ D_{AC_{eq}} &= (D_{23}D_{2'3'}D_{23'}D_{2'3})^{1/4} [mts] \\ D_{AC_{eq}} &= (D_{13}D_{1'3'}D_{13'}D_{1'3})^{1/4} [mts] \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(1.21)$$

En donde el subíndice “eq” se refiere a la separación equivalente. El radio medio geométrico, lo obtenemos como.

$$RMG = [(RMG_A)(RMG_B)(RMG_C)]^{1/3} [cm] \dots\dots\dots(1.22)$$

Con los radios medios geométricos de cada fase definidos como.

$$\left. \begin{aligned} RMG_A &= [r'(D_{11'})^{1/2} [cm]] \\ RMG_B &= [r'(D_{22'})^{1/2} [cm]] \\ RMG_C &= [r'(D_{33'})^{1/2} [cm]] \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(1.23)$$

I.3.3. CAPACITANCIA DE UNA LÍNEA.

Las secciones anteriores trataron 2 parámetros de la línea, los cuales forman a la impedancia en serie de la línea de transmisión. La inductancia en la línea normalmente es la que determina la capacidad de potencia transmitida en la línea. Las ecuaciones de este apartado se utilizan para conductores de cobre como de aluminio

Hay otros 2 parámetros de la línea cuyos efectos pueden ser considerados para transmisión de alto voltaje en líneas largas. La admitancia en paralelo de las líneas consta de 2 parámetros: conductancia “g” y la susceptancia capacitiva “b”. La conductancia no afecta mucho ya que el elemento dominante en la línea de transmisión es la susceptancia capacitiva. La capacitancia es un camino por donde se escapa la corriente de CA.

La capacitancia en una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores (líneas de transmisión) así como también de la diferencia de potencial entre los conductores y tierra. Esto se presenta al elevarse la carga en los conductores ya que la capacitancia es la carga de los conductores por unidad de diferencia de potencial entre ellos, y como tratamos con voltajes alternos, suponemos que las cargas en los conductores también son alternas. El tiempo de variación de las cargas es llamado corriente de carga en la línea.

I.3.3.1. CAPACITANCIA DE UN CIRCUITO MONOFÁSICO.

Considere un circuito monofásico, con una línea dos hilos, de una longitud infinita con conductores de radio r_1 y r_2 , con una separación D , como se muestra en la figura 1.8.

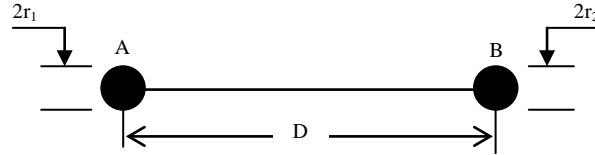


FIGURA 1.8.
CIRCUITO MONOFÁSICO DE DOS HILOS.

Como ya se a mencionado la capacitancia que se tiene entre los dos conductores esta definida por la carga de los conductores por la unidad de diferencia de potencial entre ellos, de acuerdo a lo anterior la capacitancia entre los dos conductores se puede obtener al aplicar la siguiente ecuación.

$$C_{AB} = \frac{\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{\sqrt{r_1 r_2}}\right)} \text{ [faradios / metro].....(1.24)}$$

Si consideramos que los radios de los conductores son iguales, como normalmente sucede, y realizando la operación de $\pi\epsilon_0$, así como utilizando el logaritmo de base diez, tendremos la siguiente ecuación.

$$C_{AB} = \frac{0.0388}{2\log\left(\frac{D}{r}\right)} \text{ [faradios / metro].....(1.25)}$$

La ecuación (1.23) nos da el valor de la capacitancia entre los conductores, es decir, de línea a línea, pero el valor de la capacitancia del conductor **A** al neutro, así como del conductor **B** al neutro, la obtendremos aplicando la siguiente ecuación.

$$C_{AN} = C_{BN} = 2C_{AB} \text{ [F / mts].....(1.26)}$$

Si extendemos los valores de la ecuación (1.23) así como lo hicimos con el valor de la inductancia tendremos las siguientes expresiones de reactancia capacitiva.

$$X_d = K \log D \text{ [ohms / mts].....(1.27)}$$

$$X_a = K \log \frac{1}{r} \text{ [ohms / mts].....(1.28)}$$

$$X_c = X_d + X_a \text{ [ohms / mts].....(1.29)}$$

La ecuación (1.24) es muy parecida a la ecuación (1.12) para el caso de la inductancia, la única diferencia que se debe hacer notar, es el radio del conductor, ya que en la fórmula para la inductancia el valor del radio del conductor es un radio modificado, no así el del la ecuación para la capacitancia, el cual es el valor real del radio.

I.3.3.2. CAPACITANCIA DE UNA LINEA INCLUYENDO EL EFECTO DE LA TIERRA.

El efecto que provoca la tierra sobre los conductores, puede ser considerado en el caso de que los mismos no estuvieran colocados lo suficientemente alto, con respecto a la tierra.

Este efecto se puede analizar utilizando cargas imaginarias, estas cargas imaginarias son cargas de la misma magnitud que las cargas físicas pero con signo contrario, estas cargas se encuentran a una distancia igual a la distancia que existe entre las cargas físicas y la tierra, solo que las cargas imaginarias se localizan por debajo de la tierra (como si se tratara de un reflejo).

Si consideramos lo anterior el potencial de la tierra es cero, puesto que las dos cargas se anulan en ese punto, por lo que se dice que la tierra se encuentra en un plano de potencial cero.

I.3.3.3. CAPACITANCIA DE UN CIRCUITO MONOFÁSICO CONSIDERANDO LOS EFECTOS DE LA TIERRA.

Consideremos un circuito monofásico con conductores **A**, **B**, tomando en cuenta los efectos de la tierra, introducimos conductores imaginarios **A'**, **B'**, como se muestra en la figura 1.9.

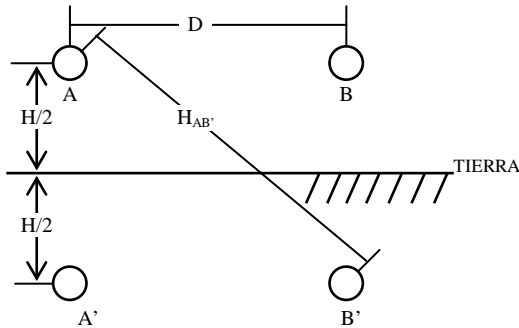


FIGURA 1.9.
CIRCUITO MONOFÁSICO Y SUS IMÁGENES.

La capacitancia entre los dos conductores, para este arreglo estará dada por la siguiente ecuación.

$$C_{AB} = \frac{\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{r} \times \frac{H}{H_{AB'}}\right)} \left[\frac{F}{mts} \right] \dots\dots\dots(1.30)$$

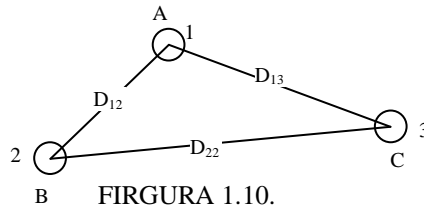
La capacitancia al neutro de un arreglo semejante se calcula utilizando la siguiente ecuación.

$$C_{AN} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{r} \times \frac{H}{H_{AB'}}\right)} \left[\frac{F}{mts} \right] \dots\dots\dots(1.31)$$

I.3.3.4. CAPACITANCIA DE UNA LÍNEA TRIFÁSICA SIMPLE.

Consideremos el caso de una línea trifásica con separaciones diferentes entre sus conductores. Asumiremos que la línea es transpuesta y como resultado de ello podemos decir que la capacitancia entre fases es igual a la mitad de la capacitancia de una fase al neutro.

Esta aproximación nos proporciona resultados lo bastante exactos para nuestro propósito. La disposición de los conductores de fase se presenta en la figura 1.10.



FIRGURA 1.10.
CONFIGURACIÓN DE UNA LÍNEA TRIFÁSICA
CON SEPARACIONES DIFERENTES.

Si consideramos que las tres fases están balanceadas, podemos obtener el valor de la capacitancia de una fase al neutro con la siguiente ecuación.

$$C_{AN} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{DMG}{r}\right)} \left[\frac{F}{mts} \right] \dots\dots\dots(1.32)$$

Donde la **DMG**, para este caso será.

$$DMG = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}} [cm] \dots\dots\dots(1.33)$$

Como podemos observar la **DMG** es la misma **DMG** que en el caso de la inductancia. Por otra parte tendremos la misma ecuación para la capacitancia, que la utilizada en el cálculo de la capacitancia en una línea monofásica, con la diferencia de la **DMG**.

Si tomamos en cuenta la influencia de la tierra, la expresión de la capacitancia se modifica un poco.

Si consideramos la misma línea trifásica pero ahora acompañada de una línea imaginaria como se muestra en la figura 1.11.

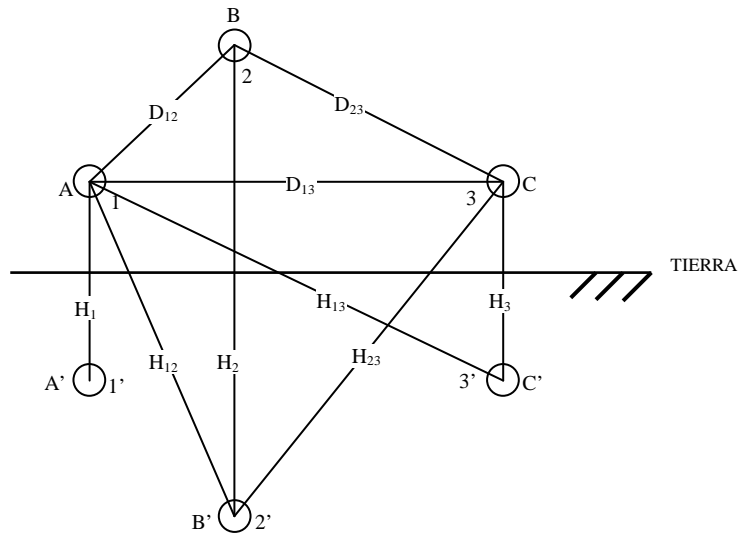


FIGURA 1.11.
LÍNEA TRIFÁSICA INCLUYENDO EL EFECTO DE TIERRA.

Podemos obtener la capacitancia de una fase al neutro; para este arreglo mediante la siguiente expresión:

$$C_{AN} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{DMG}{r}\right) + \ln\left(\frac{H_m}{H_s}\right)} \left[\frac{F}{mts} \right] \dots\dots\dots(1.34)$$

en donde el valor de H_m y H_s esta dada por las siguientes expresiones, las cuales involucran las distancias que existen entre los conductores reales y los conductores imaginarios.

$$H_s = (H_1 H_2 H_3)^{1/3} [mts] \dots\dots\dots(1.35)$$

$$H_m = (H_{12} H_{23} H_{13})^{1/3} [mts] \dots\dots\dots(1.36)$$

I.3.3.5. CAPACITANCIA DE UNA LÍNEA DE DOBLE CIRCUITO.

El cálculo de la capacitancia en un circuito de doble línea puede ser lo bastante complicado si seguimos un análisis riguroso.

En la práctica, sin embargo, se obtiene suficiente precisión si asumimos que las cargas son distribuidas y que la carga es dividida equivalentemente entre los dos conductores de fase.

Asumimos que la línea es totalmente transpuesta, dando como resultado que la fórmula de la capacitancia para una línea de doble circuito sea muy similar en naturaleza a la fórmula de la capacitancia para circuitos monofásicos.

Consideremos una línea de doble circuito con fases A, B, C, y A', B', C', colocadas en posiciones 1, 2, 3, y 1', 2', 3', respectivamente, dentro de uno de los segmentos del ciclo de la transposición. Esta configuración se muestra en la figura 1.12.

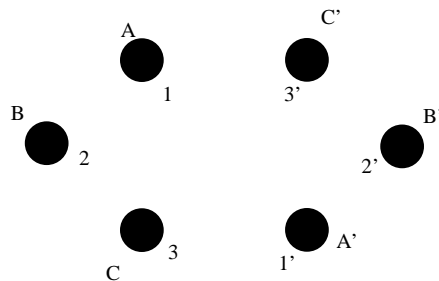


FIGURA 1.12.
CONFIGURACIÓN DE UNA LÍNEA TRIFÁSICA DE DOBLE CIRCUITO.

Como ya lo habíamos mencionado, la ecuación con la que se puede calcular el valor de la capacitancia de un circuito de estas características, no varía mucho de la ecuación para el cálculo de una línea monofásica. La siguiente ecuación nos permite calcular la capacitancia del circuito.

$$C_{AN} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right)} \left[\frac{F}{mts} \right] \dots\dots\dots(1.37)$$

De la misma forma, que en el caso de la inductancia, los valores del **DMG** y **RMG** están dados por las siguientes ecuaciones:

$$DMG = (D_{AB_{eq}} D_{BC_{eq}} D_{AC_{eq}})^{1/3} [mts] \dots \dots \dots (1.38)$$

donde:

$$\left. \begin{aligned} D_{AB_{eq}} &= (D_{12} D_{1'2'} D_{12'} D_{1'2})^{1/4} [mts] \\ D_{BC_{eq}} &= (D_{23} D_{2'3'} D_{23'} D_{2'3})^{1/4} [mts] \\ D_{CA_{eq}} &= (D_{13} D_{1'3'} D_{13'} D_{1'3})^{1/4} [mts] \end{aligned} \right\} \dots \dots \dots (1.39)$$

$$RMG = (r_A r_B r_C)^{1/3} [cm] \dots \dots \dots (1.40)$$

donde:

$$\left. \begin{aligned} r_A &= (r D_{11'})^{1/2} [cm] \\ r_B &= (r D_{22'})^{1/2} [cm] \\ r_C &= (r D_{33'})^{1/2} [cm] \end{aligned} \right\} \dots \dots \dots (1.41)$$

Si deseáramos incluir el efecto de la tierra en el cálculo, un simple anexo haría el trabajo, dando como resultado la siguiente expresión.

$$C_{AN} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{DMG}{RMG}\right) + \alpha} \left[\frac{F}{mts} \right] \dots \dots \dots (1.42)$$

La figura 1.13. muestra la configuración de la línea múltiple con su circuito imaginario.

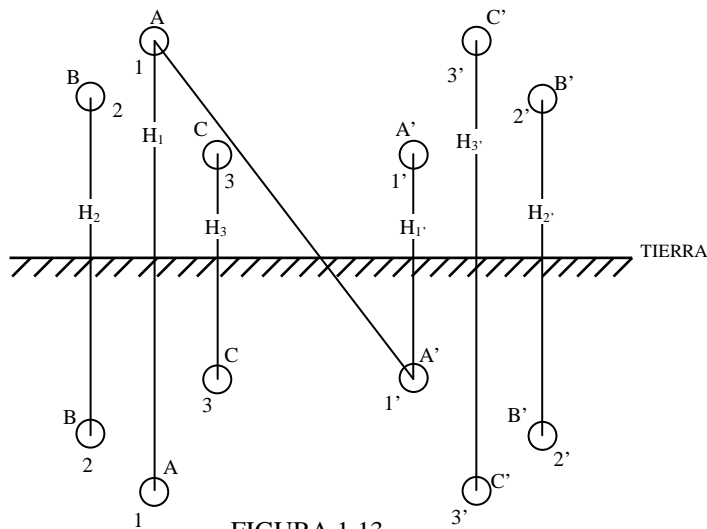


FIGURA 1.13.
LÍNEA DE DOBLE CIRCUITO CON EL EFECTO DE TIERRA.

De la ecuación (1.42) tenemos que la **DMG** y **RMG** son calculados como en el caso de la capacitancia sin considerar el efecto de la tierra en este arreglo. El anexo α esta definido por las siguientes expresiones:

$$\alpha = \ln\left(\frac{H_s}{H_m}\right) \dots\dots\dots(1.43)$$

$$H_s = (H_{s_1} H_{s_2} H_{s_3})^{1/3} [mts] \dots\dots\dots(1.44)$$

Donde:

$$\left. \begin{aligned} H_{s_1} &= (H_1 H_{1'} H_{1'}^2)^{1/4} [mts] \\ H_{s_2} &= (H_2 H_{2'} H_{2'}^2)^{1/4} [mts] \\ H_{s_3} &= (H_3 H_{3'} H_{3'}^2)^{1/4} [mts] \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(1.45)$$

Y

$$H_m = (H_{m_{12}} H_{m_{13}} H_{m_{23}})^{1/3} [mts] \dots\dots\dots(1.46)$$

Donde

$$\left. \begin{aligned} H_{m_{12}} &= (H_{12} H_{1'2'} H_{12'} H_{1'2})^{1/4} [mts] \\ H_{m_{13}} &= (H_{13} H_{1'3'} H_{13'} H_{1'3})^{1/4} [mts] \\ H_{m_{23}} &= (H_{23} H_{2'3'} H_{23'} H_{2'3})^{1/4} [mts] \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots(1.47)$$

CAPÍTULO II.

CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

II.1.INTRODUCCIÓN.

Para analizar el comportamiento de un sistema eléctrico de potencia, sistema eléctrico de distribución o sistema eléctrico industrial, cuando se presenta un cortocircuito, implica el cálculo de la corriente que se presenta a causa de este fenómeno, para lo cual es necesario conocer algunas herramientas como son el método por unidad, las componentes simétricas, redes de secuencia y su interconexión y finalmente las formulas para el cálculo de la corriente de corto circuito.

La operación normal de un sistema eléctrico puede ser afectado debido a la ocurrencia de una contingencia, por la presencia de corrientes de cortocircuito de magnitudes elevadas, como resultado de una falla de aislamiento en uno o más puntos del sistema. La falla de aislamiento se llama cortocircuito y se define de acuerdo a la norma IEC 909 como la conexión accidental o intencional, por una impedancia o resistencia relativamente baja de dos o más puntos en el circuito, los cuales estan normalmente a una diferencia de potencial.

La corriente de cortocircuito se refiere a la corriente que fluye hacia el punto de falla, durante el tiempo que dura la contingencia y se define de acuerdo a la norma IEC 909 como una sobrecorriente que resulta del cortocircuito debido a una falla o a una conexión incorrecta en un circuito eléctrico.

Una falla de cortocircuito ocurre cuando dos o más conductores que normalmente operan a una diferencia de potencial, entran en contacto uno con el otro. El contacto entre ellos puede darse por contacto directo, a través de un material conductor (impedancia despreciable), o puede ocurrir a través de un material semiconductor (impedancia considerable). Para el caso de un contacto directo o a través de un conductor, la diferencia de potencial entre las dos partes se reduce prácticamente a cero, ya que la impedancia tiende a ser cero. Cuando el cortocircuito ocurre a través de un material semiconductor como puede ser una trayectoria ionizada, como puede ser el aire o algún otro material que bajo condiciones normales es un aislamiento, la diferencia de potencial puede ser de un valor muy pequeño. Como consecuencia de la falla, se presentan corrientes de cortocircuito de magnitudes elevadas, que fluyen a través del sistema al punto de falla. La ocurrencia de fallas a tierra en alimentadores de distribución aéreas y líneas de transmisión aéreas, en zonas con elevada resistividad del terreno, presentan una gran impedancia de falla que origina que el sistema no lo vea como una corriente de falla y si como una sobre carga y se tenga un potencial elevado en el punto de falla, esto ha sido motivo de accidentes mortales para los seres humanos y animales, que entran en contacto con el conductor o conductores.

La duración de la corriente de cortocircuito depende de los tiempos de operación de los dispositivos de protección, interruptores, restauradores, fusibles, etc., los cuales deben operar lo más rápido posible. Cuando ocurre una falla de cortocircuito se manifiestan los fenómenos siguientes:

- En el punto de localización del cortocircuito, puede ocurrir arqueo, explosión o incendio.
- Las corrientes de cortocircuito fluyen desde varias fuentes al punto de falla.
- Todos los elementos del sistema que llevan la corriente de cortocircuito, están sujetos a esfuerzos electrodinámicos (mecánicos) y térmicos; estos esfuerzos varían en función del producto de la corriente de cortocircuito al cuadrado y el tiempo de duración ($I^2 t$).

- Las caídas de tensión en el sistema son proporcionales a las corrientes de cortocircuito. La máxima caída de tensión ocurre en el punto de falla y disminuye su magnitud en otras partes del sistema.

II.1.1. NATURALEZA DE LAS FALLAS.

En los sistemas de distribución pueden presentarse principalmente dos tipos de falla según su naturaleza, las cuales se describen a continuación.

1. FALLAS DE NATURALEZA TRANSITORIA:

Son aquellas donde las pérdidas de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, son momentáneas, es decir, que se trata de aislamientos del tipo **recuperable**. Algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con ramas de árboles, flameo por contaminación o arcos del aislamiento por descargas atmosféricas, mezclándose en este último caso las ondas de la sobre tensión de forma no sostenida con la corriente de frecuencia nominal.

Dado el corto tiempo de presencia de este fenómeno, incluso en algunas ocasiones los dispositivos de protección contra sobre corriente no llegan a operar dependiendo de la capacidad de auto-recuperación del aislamiento, por lo que podría establecerse una **auto-liberación** de la falla sin la acción de una protección.

Otros tipos de fallas, de las cuales resultan corrientes de frecuencia nominal pueden ser de naturaleza transitoria si la tensión del elemento fallado es interrumpida rápidamente por la acción de un dispositivo de protección y luego restablecido después de que el aislamiento ha recuperado su capacidad dieléctrica. Tales fallas pueden ser el resultado de descargas atmosféricas con flameo de aislamiento, contacto de aves o animales, movimiento de conductores cercanos, etc.

2. FALLAS DE NATURALEZA PERMANENTE.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, al tratarse tanto de aislamientos del tipo **no recuperable**, como de aislamientos **recuperables** en donde su capacidad dieléctrica es drásticamente reducida. Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla. Su ocurrencia generalmente origina una pérdida irreversible del aislamiento cuando éste es del tipo **no recuperable**. Si se trata de aislamientos del tipo **recuperable**, tales como el aire, la pérdida del aislamiento es debida a contactos con elementos conductores, ya sea entre ellos o a tierra, provocados normalmente como consecuencia de fallas mecánicas o estructurales.

Tanto estadísticas de operación como numerosos estudios, indican que las fallas en un sistema aéreo de distribución tiene el siguiente comportamiento:

Entre el 80% y el 95% del total de fallas son de naturaleza transitoria, y entre el 20% y el 5% son fallas de naturaleza permanente. De las fallas transitorias entre un 90% y 95% son liberadas en el primer intento de restablecimiento de la tensión eléctrica; entre un 4% y 6% son liberadas posteriormente al segundo intento de restablecimiento; entre un 2% y 3% desaparecen después del tercer intento de restablecimiento y entre el 0% y 1% son despejadas después de un cuarto intento o en posteriores intentos de restablecimiento. A este respecto cabe señalar que en CFE desde 1989 ha efectuado un seguimiento estadístico a una muestra promedio de 150 circuitos de distribución de 30 subestaciones en tres divisiones, teniéndose un total de 12,797 fallas con un patrón de comportamiento como el que se presenta a continuación:

- FALLAS PERMANENTES : 10% .
- FALLAS TRANSITORIAS : 90%.
 - FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL PRIMER INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : 90%.
 - FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL SEGUNDO INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : 6%.
 - FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL TERCER INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : 3%.
 - FALLAS TRANSITORIAS LIBERADAS DESPUÉS DEL CUARTO INTENTO DE RESTABLECIMIENTO : MENOR AL 1%.

Este comportamiento se ilustra en las gráficas de la figura 2.1.

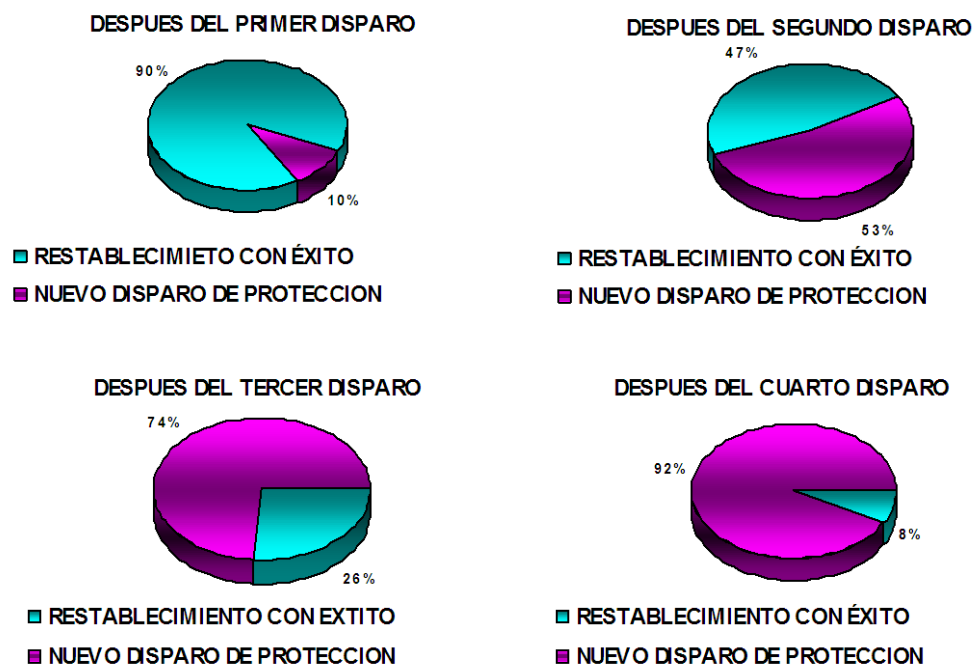


FIGURA 2.1. ESTADÍSTICA PROMEDIO DE ÉXITO PARA INTENTOS CONSECUTIVOS DE RESTABLECIMIENTO.

Como puede observarse, estadísticamente puede concluirse la justificación de un máximo de dos intentos de recierre de manera general, ya que intentos posteriores originarán en su mayoría únicamente esfuerzos innecesarios a los equipos y elementos que conforman el sistema de distribución. Por tal razón es necesario establecer de manera particular en cada sistema las políticas correspondientes para el ajuste de los dispositivos de recierre automático, así como de las directrices operativas establecidas para el restablecimiento del servicio en instalaciones afectadas por una falla.

II.1.2. TIPOS DE FALLAS Y SUS CAUSAS.

Un sistema eléctrico a prueba de fallas no es práctico ni económico. Los sistemas eléctricos modernos que como práctica 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 deficiencias de aislamiento, las fallas pueden ser resultado de problemas eléctricos, mecánicos o de cualquier combinación de estos.

Para asegurar una adecuada protección, en las condiciones existentes de un sistema durante la ocurrencia de diversos tipos de fallas, éstas deben ser comprendidas claramente. Estas condiciones anormales proporcionan los medios de discriminación para la operación de los dispositivos de protección. La mayoría de las causas y tipos de fallas se encuentran listados en la tabla 2.1.

PRINCIPALES TIPOS Y CAUSAS DE FALLA	
TIPO	CAUSAS
AISLAMIENTO	DEFECTOS O ERRORES DE DISEÑO, FABRICACION INADECUADA, AISLAMIENTO ENVEJECIDO, CONTAMINACIÓN.
ELÉCTRICO	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS, SOBRETENCIONES TRANSITORIAS POR MANIOBRA, SOBRETENCIONES DINÁMICAS.
TÉRMICA	FALLAS DE ENFRIAMIENTO, SOBRECORRIENTES, SOBRETENSIONES, TEMPERATURA AMBIENTE.
MECÁNICA	ESFUERZOS POR SOBRECORRIENTE, SISMO, IMPACTOS POR OBJETOS AJENOS, NIEVE O VIENTO

TABLA 2.1.
TIPOS Y CAUSAS DE FALLAS.

Los dispositivos de protección deben operar para los siguientes tipos de falla, conocidas como fallas paralelo (shunt), las cuales tienen la probabilidad de ocurrencia indicada en la tabla 2.2, para sistemas de distribución aéreos con conductores desnudos.

PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS Y SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	
<i>TIPO</i>	<i>PROBABILIDAD (%)</i>
MONOFASICA (fase a tierra)	85
BIFÁSICA A TIERRA (dos fases a tierra)	8
BIFÁSICA (entre dos fases)	5
TRIFÁSICA (entre las tres fases)	2

TABLA 2.2. PROBABILIDAD DE OCURRENCIA PARA DIFERENTES FALLAS.

Amenos que sean precedidos o causados por una falla, los circuitos abiertos (fallas serie) en sistemas eléctricos no ocurren con frecuencia. Consecuentemente muy pocos dispositivos de protección (relevadores fundamentalmente) son diseñados específicamente para proporcionar protección contra circuitos abiertos.

Una excepción es posible encontrarla en las áreas de media tensión donde un fusible puede estar abierto. Otro caso particular se encuentra en los sistemas de extra alta tensión donde los interruptores están equipados con mecanismos independientes de manera monopolar.

Para fallas simultáneas en dos partes de un sistema, generalmente es imposible para un dispositivo de protección el operar adecuadamente bajo todas las condiciones. Si ambas fallas simultáneas están dentro de la zona de operación de la protección al menos uno de los elementos de detección de la misma operará adecuadamente, con la subsecuente operación secuencial de todas las protecciones que estén **viendo** la falla.

Cuando ambas fallas aparecen simultáneamente dentro y fuera de la zona de cobertura de protección, algunos equipos presentan una dificultad para determinar si deben actuar a no. Afortunadamente las fallas simultáneas no ocurren con frecuencia y no representan un caso significativo de operaciones incorrectas.

II.2.1. MÉTODO POR UNIDAD.

Los sistemas de potencia operan con voltajes en donde los kilovolts (KV) son la unidad más conveniente para expresar el voltaje. También estos sistemas transmiten grandes cantidades de potencia, de este modo los Kilovolts-amperes (KVA) y Megavolts-amperes son utilizados para expresar el total (general o parcial) de la potencia trifásica. Estas cantidades, como son; Kilowatts, Kilovars, amperes, ohms, flujo, y así sucesivamente, usualmente son expresadas en por unidad o en por ciento de un valor de referencia o base. Las nomenclaturas en por unidad y por ciento son ampliamente usadas, debido a que simplifican la especificaciones y los cálculos, especialmente donde los niveles de voltaje son diferentes, y diferentes equipos se ven involucrados.

Este es el método de representación de impedancias más conocido y utilizado universalmente. Básicamente, el valor en por unidad de una cierta cantidad es una conversión de su valor a una cantidad más pequeña para simplificar los cálculos, en donde tanto la impedancia equivalente del sistema como las impedancias de los demás componentes son convertidas a una base común de MVA. Esto nos permite la combinación de elementos de circuito en una red donde pueden estar presentes diferentes niveles de voltaje, eliminando la necesidad de hacer las conversiones de unidades para los parámetros obtenidos en cada nivel de voltaje. También las impedancias de equipos eléctricos usualmente son dadas por los fabricantes en por unidad o en por ciento.

II.2.2. DEFINICIÓN DE POR UNIDAD.

El valor por unidad de cualquier cantidad es la relación de esa cantidad con su valor base, la relación se expresa como un número decimal adimensional. De esta forma dichas cantidades, tales como Voltaje (V), Corriente (I), Potencia (P), Potencia reactiva (Q), Volt-Amper (S), Resistencia (R), Reactancia (X), e Impedancia (Z), pueden ser expresadas en por unidad o por ciento como sigue:

$$\text{Cantidad en por unidad} = \frac{\text{Cantidad actual}}{\text{Cantidad de valor base}} \dots\dots\dots(2.1)$$

Donde la "Cantidad actual" es el valor escalar o complejo de una cantidad expresada en sus propias unidades, como son Volts, Ohms, Watts etc. La "Cantidad de valor base" es igual a una cantidad arbitraria o conveniente, elegida y designada como base. De esta forma, por unidad (o por ciento) son relaciones de cantidades adimensionales donde ambas pueden ser números escalares o complejos.

El por ciento es 100 veces el valor por unidad. Ambos son utilizados como una escritura conveniente o una opción personal y es importante que se especifiquen como (p.u.) para por unidad y (%) par el por ciento.

Como un ejemplo para una base de 115KV elegida, los voltajes de 90, 115, y 161KV, serán 0.80, 1.00, 1.40 en por unidad, y 80%, 100% , 140% en por ciento, respectivamente.

II.2.3. VENTAJAS DE EMPLEAR EL MÉTODO POR UNIDAD.

Algunas de las ventajas de utilizar el método de por unidad (o porciento) son:

1. Es una representación significativa de los datos más representativos, donde las magnitudes relativas de todas las cantidades similares del circuito pueden ser comparadas directamente.
2. La impedancia equivalente en por unidad de un transformador es la misma cuando está referida al primario o al secundario.
3. La impedancia en por unidad de un transformador en un sistema trifásico es igual e indiferente del tipo de conexión de los devanados (Y-Δ, Δ-Y, Y-Y, o Δ-Δ).
4. El método por unidad es independiente de los cambios de voltaje y de fase a través de los transformadores donde el voltaje base es proporcional a los devanados, y al número de vueltas en los mismos.
5. Existe menor oportunidad de confusión entre la potencia monofásica y la trifásica, o entre el voltaje de línea y el voltaje de línea a neutro.
6. Generalmente los voltajes de la fuente pueden ser considerados como 1.0 en por unidad para fallas y cálculos de voltaje.
7. el producto de dos cantidades expresadas en por unidad, estará expresada también en por unidad. Sin embargo el producto de dos cantidades expresadas en porciento debe ser dividido entre 100, para obtener el resultado en porciento. Por esta razón se prefiere mas el método por unidad que el de porciento.

II.2.4. CANTIDADES BASE.

Como ya se menciona, las cantidades base son valores arbitrarios o convenientes para el sistema, generalmente los valores base seleccionados son la potencia en MVA y el voltaje en KV. La selección de los valores base de KVA y KV se hace con el objeto de reducir al mínimo, en la medida de lo posible, el trabajo exigido por el cálculo. Primero se selecciona una base para una parte del circuito. Después debe determinarse, la base en otras partes del circuito, separadas de la parte primera por transformadores. Las bases elegidas deben ser tales que lleven a valores por unidad de voltaje y corriente, aproximadamente iguales a la unidad, de forma que se simplifiquen los cálculos. Se ahorrará mucho tiempo si la base se selecciona de forma que pocas magnitudes, por unidad, ya conocidas, tengan que convertirse a una nueva base.

Las cantidades base en este caso, son cantidades escalares, de manera que una notación fasorial no es requerida para estas cantidades base. De esta forma las cantidades base pueden expresarse a través de las ecuaciones (2.2), (2.3), (2.4) y (2.5) con un subíndice B para indicar una cantidad base, como se muestra a continuación:

$$\text{Para la potencia base } KVA_B = \sqrt{3}KV_B I_B \dots\dots\dots(2.2)$$

$$\text{Para la corriente base } I_B = \frac{KVA_B}{\sqrt{3}KV_B} \dots\dots\dots(2.3)$$

$$\text{Para la impedancia base } Z_B = \frac{KV_B^2(1000)}{KVA_B} \dots\dots\dots(2.4)$$

Y como 1000 KVA = MVA.

La impedancia base también se puede expresar como:

$$Z_B = \frac{KV_B^2}{MVA_B} \dots\dots\dots(2.5)$$

Estas ecuaciones muestran que las cantidades del circuito S, V, I, y Z, están relacionadas, y la selección de únicamente dos de ellas determina los valores de las dos cantidades restantes.

En un sistema eléctrico de potencia trifásico una práctica común es el uso del voltaje nominal o estándar del sistema como el voltaje base, y una cantidad conveniente en MVA o KVA como la potencia base. 100 MVA es una potencia base ampliamente usada. Es común especificar el voltaje del sistema como el voltaje entre fases (o voltaje de línea). De esta forma, este voltaje se utiliza como base en las ecuaciones anteriores. Para simplificar y por conveniencia, la designación del subíndice de línea a línea (LL) se omite. Con esta practica, se comprenderá siempre que los valores son voltajes de línea a línea, a menos que se indique de otro modo. De forma similar la corriente es siempre de línea a no ser que se especifique lo contrario.

Una forma más directa de conocer el valor de la impedancia en por unidad conociendo los valores base de la potencia y el voltaje se presenta en la siguiente ecuación.

$$Z_{P.U.} = \frac{Z_\Omega}{Z_B} = \frac{MVA_B Z_\Omega}{KV_B^2} = \frac{KVA_B Z_\Omega}{1000KV_B^2} \dots\dots\dots(2.6)$$

Cuando se desea el valor en ohms por medio del valor por unidad la ecuación que se debe utilizar es la siguiente.

$$Z_\Omega = \frac{KV_B^2 Z_{P.U.}}{MVA_B} = \frac{1000KV_B^2 Z_{P.U.}}{KVA_B} \dots\dots\dots(2.7)$$

II.2.5. IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD DE TRANSFORMADORES.

Como se indico anteriormente, una mayor ventaja del sistema por unidad (o porciento) es la impedancia de voltajes y fases en los extremos, a través de los bancos de transformadores, donde los voltajes base en las diferentes terminales de los transformadores son proporcionadas por la relación de voltajes en los devanados correspondientes.

La impedancia base para ambos lados del transformador se tiene a través de las ecuaciones (2.8) y (2.9).

$$Z_{XB} = \frac{KV_X^2}{MVA_B} \text{ Donde } KV_X \text{ es la base en el lado X } \dots\dots\dots(2.8)$$

$$Z_{YB} = \frac{KV_Y^2}{MVA_B} \text{ Donde } KV_Y \text{ es la base en el lado Y } \dots\dots\dots(2.9)$$

La atractiva relación de Z_{XB} y Z_{YB} proporcionan.

$$\frac{Z_{XB}}{Z_{YB}} = \frac{KV_X^2}{KV_Y^2} \dots\dots\dots(2.10)$$

donde las relaciones de vueltas son proporcionales a los voltajes.

Como el voltaje en ambos lados del transformador es diferente, el valor del voltaje base para cada uno de ellos también será diferente, y como ya se ha mencionado estos también dependen de la relación de voltajes del transformador, por lo que los valores bases a diferentes tensiones se obtienen mediante el empleo de esta relación. Por ejemplo si tenemos un transformador con las siguientes características: 10MVA 13.8KV/138KV con %Z = 10%. Los valores de voltaje base en los diferentes niveles de tensión serán.

Si se toman los valores base 10MVA y 138KV.

$$\text{El voltaje base en el lado de baja será } \frac{13.8}{138}(138) = (0.1)(138) = 13.8KV$$

Ahora para demostrar que el valor de la impedancia del transformador es la misma para ambos lados del transformados, consideremos un banco de transformadores con los valores nominales de 50MVA con 34.5KV/161KV, 10% es la relación del banco. Ahora si vemos el banco a través de los 34.5KV del sistema. Esta relación es:

$$10\% \text{ en los valores base de } 50MVA \text{ y } 34.5KV.$$

y si vemos el banco a través de los 161KV del sistema su relación es:

$$10\% \text{ en los valores base de } 50MVA \text{ y } 161KV.$$

Estas impedancias en por ciento (o en por unidad) en cada lado del banco son independientes de las conexiones del banco: Y-Δ, Δ-Y, Y-Y, Δ-Δ.

Esto significa que los valores de impedancia en por unidad (o por ciento) a lo largo de una red pueden combinarse independientemente de los niveles de voltaje, con la condición de que todas la impedancias estén en una base común de MVA (KVA) y el voltaje indicado en los devanados del transformador sea compatible con el voltaje del sistema. Lo cual es muy conveniente.

II.2.6. CAMBIOS DE CANTIDADES EN POR UNIDAD (O PORCIENTO) A DIFERENTES BASES.

Normalmente las impedancias en por unidad o por ciento de los equipos se especifican en los valores base del equipo, que generalmente serán diferentes de los valores base del sistema. Puesto que deben expresarse todas las impedancias del sistema en las mismas bases para los cálculos, ya sean en por ciento o en por unidad, por lo que es necesario cambiar todos los valores a una base común seleccionada. Estas expresiones pueden derivarse de impedancias iguales en ohms con dos diferentes bases en pro unidad. Con la ecuación (2.5) con una base de MVA_1 y KV_1 , y otra base de MVA_2 y KV_2 tendremos.

$$Z_{1PU} = \frac{MVA_1 Z_{\Omega}}{(KV_1)^2} \dots\dots\dots(2.11)$$

$$Z_{2PU} = \frac{MVA_2 Z_{\Omega}}{(KV_2)^2} \dots\dots\dots(2.12)$$

Relacionando estas dos ecuaciones y resolviéndolas para un valor en por unidad, la ecuación general para el cambio de base es:

$$Z_{2PU} = Z_{1PU} \left(\frac{MVA_2}{MVA_1} \right) \left(\frac{(KV_1)^2}{(KV_2)^2} \right) \dots\dots\dots(2.13)$$

II.3.1. COMPONENTES SIMÉTRICAS.

El método de los componentes simétricas, que descubriera Charles L. Fortescue, quien investigara matemáticamente la operación de los motores de inducción dentro de las condiciones de desbalance a fines de 1913, proporciona una tecnología práctica para comprender y analizar la operación de un sistema de potencia durante condiciones de desequilibrio, como aquellas provocadas por fallas entre fase y/o tierra, fase abierta, desequilibrio de impedancia, y otras. También muchos relevadores de protección operan con las cantidades de las componentes simétricas. De esta forma, una buena comprensión de este asunto será de gran valor, así como otras herramientas muy importantes en la protección.

En cierto sentido se puede llamar a las “componentes simétricas” como un lenguaje, utilizado por los ingenieros o técnicos en relevadores, así como también, un recurso de análisis detallado de los parámetros del sistema. Este es similar a un lenguaje, en el que se requiere experiencia y práctica para un fácil acceso y aplicación. Las fallas y desbalances ocurren con poca frecuencia y de éstas muchas no requieren de un análisis detallado, para que se ponga en práctica este lenguaje tan complicado. Esta práctica se ha incrementado ya que ahora se dispone de listas de estudio de fallas, así como de programas de computadora. Ahora se piensa que la revisión del método proporciona los principios básicos de los cálculos de los circuitos, así como una apreciación global dirigida a una visualización y comprensión clara.

Únicamente serán revisadas las componentes simétricas para un sistema trifásico. Para este sistema existen tres diferentes conjuntos de componentes: positiva, negativa y cero, para corrientes y voltajes. A través de este estudio las cantidades de secuencia son todas de línea a neutro o de línea a tierra como sea apropiado. Para el voltaje se tiene una excepción, donde en los sistemas de potencia es como se encuentran indicados los voltajes de línea a línea, pero en componentes simétricas estos son siempre de línea a neutro (o posiblemente de línea a tierra).

II.3.2. CONJUNTO DE SECUENCIA POSITIVA.

Este conjunto consiste de corrientes y voltajes; de línea a neutro, trifásicos balanceados, proporcionadas por un sistema de generación. Así estos son siempre iguales en magnitud y desplazados en fase por 120° . con una secuencia de fase en el sistema de potencia de a, b, c, la figura 2.2 presenta un conjunto de secuencia positiva de corrientes de fase. Un conjunto de voltajes es similar, excepto por que son los voltajes de cada fase los que son desplazado en 120° . estos son fasores que rotan en contra de las manecillas del reloj con la frecuencia del sistema.

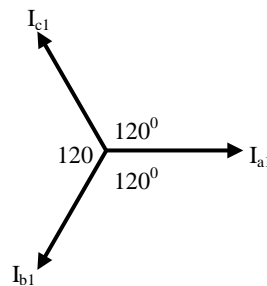


FIGURA 2.2. FASORES DE SECUENCIA POSITIVA.

Para documentar el desplazamiento angular, es conveniente utilizar un fasor unitario con un desplazamiento angular de 120° . este se denomina como “a” para el cual.

$$\begin{aligned}
 a &= 1\angle 120^\circ = -0.5 + j0.866 \\
 a^2 &= 1\angle 240^\circ = -0.5 - j0.866 \dots \dots \dots (2.14) \\
 a^3 &= 1\angle 360^\circ = 1\angle 0^\circ = 1.0 + j0
 \end{aligned}$$

de este modo el conjunto de secuencia positiva puede ser designado como:

$$\begin{aligned}
 I_{a1} &= I_1 & V_{a1} &= V_1 \\
 I_{b1} &= a^2 I_{a1} = a^2 I_1 = I_1 \angle 240^\circ & V_{b1} &= a^2 V_1 = V_1 \angle 240^\circ \dots \dots \dots (2.15) \\
 I_{c1} &= a I_{a1} = a I_1 = I_1 \angle 120^\circ & V_{c1} &= a V_1 = V_1 \angle 120^\circ
 \end{aligned}$$

Es más importante enfatizar que los conjuntos de secuencia de voltajes y corrientes siempre existen, definidos como, I_{a1} , I_{b1} , I_{c1} , pero nunca existen solos o en pares, siempre en tres. De esta manera solo es necesario definir uno de los fasores (cualquiera), por medio del cual, conoceremos los otros dos con la ya mencionada ecuación (2.15).

II.3.3. CONJUNTO DE SECUENCIA NEGATIVA.

Este conjunto también es balanceado con tres cantidades de igual magnitud separadas en 120° , pero con una rotación de fase o secuencia invertida como se ilustra en la figura 2.3. De esta forma si se tiene una secuencia positiva como a, b, c, la negativa será a, c, b, en algunos sistemas de potencia se tiene una secuencia positiva como a, c, b, por lo que en estos sistemas la secuencia negativa es a, b, c,.

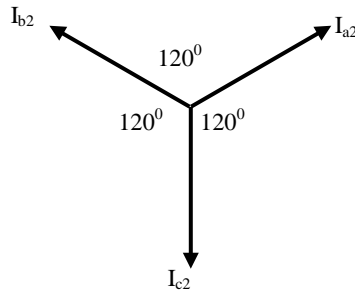


FIGURA 2.3. CORRIENTES DE FASE DE LA SECUENCIA NEGATIVA.

$$\begin{aligned}
 I_{a2} &= I_2 & V_{a2} &= V_2 \\
 I_{b2} &= a I_{a2} = a I_2 = I_2 \angle 120^\circ & V_{b2} &= a V_2 = V_2 \angle 120^\circ \dots \dots \dots (2.16) \\
 I_{c2} &= a^2 I_{a2} = a^2 I_2 = I_2 \angle 240^\circ & V_{c2} &= a^2 V_2 = V_2 \angle 240^\circ
 \end{aligned}$$

Nuevamente, en una secuencia negativa siempre existe el conjunto de voltajes o corrientes, las cuales se definen en la figura 2.3. I_{a2} , I_{b2} , I_{c2} , nunca pueden existir solas. Mientras que un fasor de voltaje o corriente se conozca, los otros dos fasores pueden ser calculados como ya se mencionó.

II.3.4. CONJUNTO DE SECUENCIA CERO.

Los miembros de este conjunto son fasores rotacionales siempre iguales en fase y magnitud (figura 2.4).

$$I_{a0} = I_{b0} = I_{c0} = I_0 \quad V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = V_0 \dots\dots\dots(2.17)$$

Una vez más I_0 ó V_0 , si existen, las tres fases son iguales, nunca se presenta solo en una fase.

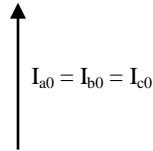


FIGURA 2.4. FASOR DE CORRIENTE DE SECUENCIA CERO.

II.3.5. ECUACIONES GENERALES.

Cualquier voltaje o corriente desbalanceada puede ser determinada por las componentes simétricas, por medio de las siguientes ecuaciones fundamentales:

$$I_a = I_1 + I_2 + I_0 \quad V_a = V_1 + V_2 + V_0 \dots\dots\dots(2.18)$$

$$I_b = I_1 + a^2 I_2 + a I_0 \quad V_b = V_1 + a^2 V_2 + a V_0 \dots\dots\dots(2.19)$$

$$I_c = I_1 + a I_2 + a^2 I_0 \quad V_c = V_1 + a V_2 + a^2 V_0 \dots\dots\dots(2.20)$$

En donde I_a , I_b , e I_c , o V_a , V_b , y V_c , son generalmente fasores con valores de línea a neutro desbalanceados.

A través de estas, pueden ser determinadas las ecuaciones que definen las cantidades de secuencia para un conjunto trifásico desbalanceado.

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) \quad V_0 = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \dots\dots\dots(2.21)$$

$$I_1 = \frac{1}{3}(I_a + a I_b + a^2 I_c) \quad V_1 = \frac{1}{3}(V_a + a V_b + a^2 V_c) \dots\dots\dots(2.22)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}(I_a + a^2 I_b + a I_c) \quad V_2 = \frac{1}{3}(V_a + a^2 V_b + a V_c) \dots\dots\dots(2.23)$$

Las tres primeras ecuaciones fundamentales son básicas para determinar, si existen las cantidades de secuencia, las corrientes o voltajes en un conjunto trifásico desbalanceado. Estas cantidades se utilizan para la operación de relevadores de protección, a través de las cantidades de secuencia.

La potencia total en una red trifásica se obtiene en términos de las variables de fase como:

$$S = V_a I_a^* + V_b I_b^* + V_c I_c^* \dots\dots\dots(2.24)$$

Donde el asterisco denota la conjugación compleja. Podemos ver que la expresión correspondiente, en términos de las variables de secuencia se obtienen como:

$$S = 3(V_1 I_1^* + V_2 I_2^* + V_0 I_0^*) \dots\dots\dots(2.25)$$

La potencia total es en tres tiempos, la suma de las potencias individuales de las redes de secuencia.

II.4.1. REDES DE SECUENCIA .

Este circuito representa a una de las tres fases a neutro (o tierra), de un sistema de potencia trifásico balanceado, y documenta como es que la corriente de secuencia fluirá, si es que existe. Antes de aplicar esta red de secuencia, todos los valores deben ser convertidos a una base común. En la mayoría de los casos se utilizan los valores en por ciento o en por unidad, y una base común en la práctica es 100MVA y los KV particulares del sistema.

II.4.2. RED DE SECUENCIA POSITIVA.

Para un sistema de potencia dado, la red de secuencia positiva, presenta todos los caminos para el flujo de corriente de secuencia positiva en el sistema. El diagrama unifilar del sistema, se convierte en un diagrama de impedancias, que presenta el circuito equivalente de cada componente bajo condiciones de operación balanceada.

Cada generador en el sistema es representado por una fuente de voltaje en serie con su apropiada y correspondiente reactancia y resistencia. Para simplificar los cálculos todas las resistencias y corrientes magnetizantes para cada transformador se omiten. Para las líneas de transmisión la capacitancia en serie de la línea y la resistencia, son omitidas. Las cargas de motores, ya sean síncronos o de inducción se incluyen en la red como generadores EMF's en serie con su apropiada reactancia. Las cargas estáticas son en su mayoría omitidas en un estudio de falla.

II.4.3. RED DE SECUENCIA NEGATIVA.

Los generadores y motores trifásicos tienen únicamente generación en secuencia positiva. Por lo tanto, el modelo de la red de secuencia negativa, no contiene fuentes de voltaje asociadas con las máquinas rotatorias. Hay que hacer notar que la impedancia de secuencia negativa, en general puede definirse por los valores de la secuencia positiva. Para los dispositivos estáticos tales como líneas de transmisión y transformadores, la impedancia de secuencia negativa, tiene el mismo valor que la correspondiente impedancia de secuencia positiva.

La impedancia de limitadores de corriente entre el neutro de los generadores y tierra, no aparece en ninguna de las redes de secuencia, negativa o positiva. De esta forma el levantamiento es simple debido a que las corrientes de secuencia positiva y negativa son balanceadas.

II.4.4. RED DE SECUENCIA CERO.

La red de secuencia cero es siempre diferente. Esta debe satisfacer el flujo de corriente de fase igual en las tres fases. Si la conexión de esta red no es apropiada, cuestionable o dudas, esta puede resolverse dibujando el sistema trifásico para descubrir como la corriente de secuencia cero, puede fluir igualmente entre fases. Esta conexión, en general para bancos de transformadores se muestra en las tablas 2.3 y 2.4.

En general las conexiones par los diferentes equipos se pueden resumir en los siguientes casos:

1. DEVANADOS CONECTADOS EN DELTA.

Puede existir corriente de secuencia cero dentro de los devanados de fase de la conexión delta. Sin embargo en el momento que se requiere : $I_{A0} = I_{B0} = I_{C0} = I_0$

Podemos concluir que la corriente de línea que proporcionan los devanados de una delta son cero. Por ejemplo:

$$I_{AB} = I_{A0} - I_{B0} = 0$$

Esta situación se muestra en la figura 2.5.

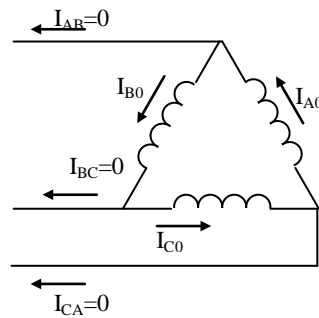


FIGURA 2.5. DEVANADOS CONECTADOS EN DELTA Y CORRIENTES DE SECUENCIA CERO.

La equivalencia monofásica de la red de secuencia cero para una carga conectada en delta con una impedancia de secuencia cero Z_0 se representa en la figura 2.6.

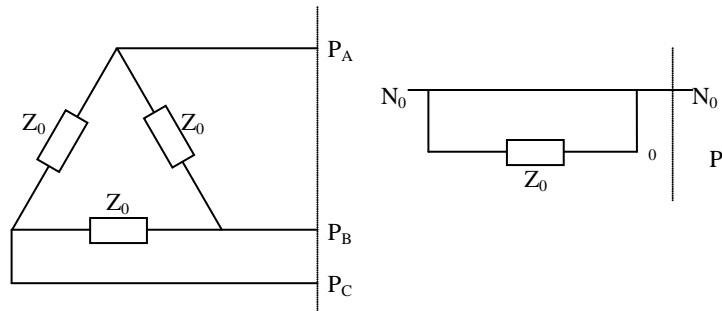


FIGURA 2.6. EQUIVALENTE DE SECUENCIA CERO PARA UNA CARGA CONECTADA EN DELTA.

2. DEVANADOS CONECTADOS EN “Y” (ESTRELLA).

Cuando un conductor de retorno está presente en el neutro las corrientes de secuencia cero, pasaran por los embobinados, así como también por las líneas; la corriente del neutro I_N , será.

$$I_N = I_{A0} + I_{B0} + I_{C0}$$

$$I_N = 3I_0$$

Estas se presentan en la figura 2.7(a). En el caso de un sistema sin retorno por el neutro, $I_N = 0$, pro lo que podemos ver que no puede existir una corriente de secuencia cero. Esta se presenta en la figura 2.7(b). La equivalencia de la secuencia cero se presenta en la figura 2.8.

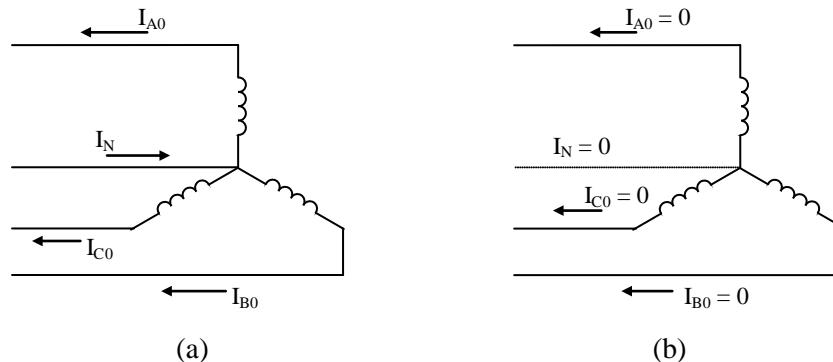


FIGURA 2.7. CONEXIÓN DE DEVANADOS EN Y CON Y SIN RETORNO AL NEUTRO.

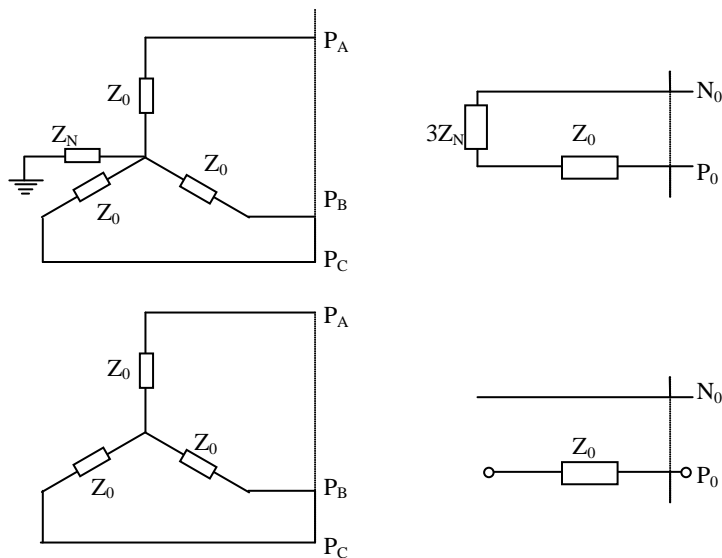


FIGURA 2.8. REDES DE SECUENCIA CERO PARA CARGAS CONECTADAS EN "Y".

	Conexión del banco de transformadores	Conexión de secuencia positiva y negativa	Conexión de secuencia cero
A			
B			
C			
D			

TABAL 2.3. TÍPICAS CONEXIONES DE SECUENCIA PARA TRANSFORMADORES DE TRES DEVANADOS Y AUTO TRANSFORMADORES.

	Conexión del banco de transformadores	Conexión de secuencia positiva y negativa	Conexión de secuencia cero
A			
B			
C			
D			
E			
F			
G			
H			

TABLA 2.4.
TÍPICAS CONEXIONES DE SECUENCIA PARA BANCOS
DE TRANSFORMADORES DE DOS DEVANADOS.

II.4.5. IMPEDANCIA DE FALLA.

Las fallas son raramente sólidas, pero involucran cantidades variantes de resistencia. Sin embargo se asumen generalmente en la protección con relevadores y en la mayoría de los estudios de falla, donde la conexión y/o contacto con tierra, involucra una impedancia muy pequeña y generalmente despreciable. Pero para los voltajes más altos de transmisión y subtransmisión, este arreglo es esencial. En sistemas de distribución (34.5KV y menores) básicamente puede existir una impedancia muy grande o infinita. Esto es particularmente verdad en los voltajes más bajos, muchas fallas son contactos con árboles, que pueden ser impedancia altas, intermitentes e inconstantes. Conductores que quedan sobre la tierra pueden o no producir corrientes de falla significativas y nuevamente pueden ser muy inconstantes. Se han realizado pruebas durante años en tierra húmeda, tierra seca, asfalto, piedras, concreto, y así sucesivamente, con resultados bastante inconstantes y a

veces imprevisibles. De esta forma en muchos estudios de falla, ya en la práctica se considera una capa de tierra y una impedancia de falla cero, para los máximos valores de falla. Los relevadores de protección se ajustan tan sensibles como sea posible, pero que aún respondan apropiadamente a estos valores máximos.

Así mientras los arcos son bastante inconstantes, un valor normalmente aceptado para las corrientes está entre los 70 y 20,000 amperes, se tienen con una caída de arco de 440V por fase, esencialmente independientes de la magnitud actual. Por consiguiente:

$$Z_{arc} = \frac{440(L)}{I} \Omega \dots \dots \dots (2.26)$$

Donde L es la longitud el arco e I la corriente en amperes. Para voltajes de 34.5KV y mayores es aproximadamente 0.1 a 0.05. Los arcos son esencialmente resistencias, pero pueden aparecer en los relevadores de protección como una impedancia, con una significativa componente reactiva, que es el resultado de las contribuciones por fase de las fuentes remotas. En bajos voltajes (480V) dentro de los cuadros de distribución, se pueden experimentar voltajes de arco típicos de alrededor de 150kV. Esto es relativamente independiente de la magnitud de la corriente.

Esto aparecen desde que los arcos son inestables, al principio su resistencia tiende a un valor bajo y continua este valor por un tiempo considerable, la resistencia se establece en forma exponencial. Cuando alcanza un alto valor, comienza un arco de un lado a otro, acortando su camino y resistencia.

II.5.1. INTERCONEXIÓN DE REDES PARA UNA FALLA TRIFÁSICA.

Una falla trifásica se asume como simétrica, por lo que no es necesario para su cálculo el análisis de componentes simétricas. La red de secuencia positiva para un sistema simétrico es un diagrama normal balanceado, y su conexión se presenta en la figura 2.9. Para una falla sólida el punto F_1 de falla se conecta al bus neutral (figura 2.9a); con impedancia de falla la conexión incluye a esta impedancia como se presenta en la figura 2.9b. Por lo que:

$$I_1 = I_{aF} = \frac{V}{Z_1} \quad \text{ó} \quad I_1 = I_{aF} = \frac{V}{Z_1 + Z_F} \dots \dots \dots (2.27)$$

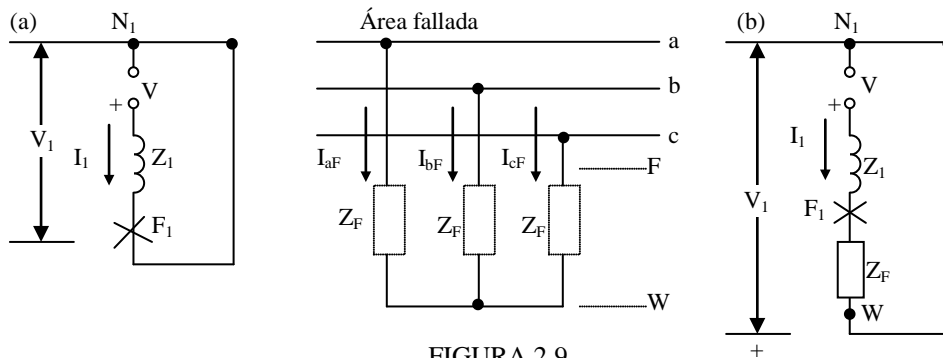


FIGURA 2.9. ÁREA FALLADA DEL SISTEMA (FIGURA DEL CENTRO) Y CONEXIÓN DE SECUENCIA PARA UNA FALLA TRIFÁSICA: (A) FALLA SÓLIDA; (B) FALLA CON IMPEDANCIA.

II.5.2. INTERCONEXIÓN DE REDES PARA UNA FALLA DE LÍNEA A TIERRA.

Una falla de fase a tierra, se presenta por la conexión de las tres redes de secuencia al mismo tiempo como se muestra en la figura 2.10, (a) para el diagrama de una falla sólida y (b) para una falla con impedancia. De este modo.

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad \text{ó}$$

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_F} \dots\dots\dots(2.28)$$

$$I_{aF} = I_1 + I_2 + I_0 = 3I_1 = 3I_2 = 3I_0 \dots\dots\dots(2.29)$$

De las ecuaciones (2.19) y (2.20) puede verse que $I_{bF} = I_{cF} = 0$, lo que es correcto en la falla. También $V_{aF} = 0$, que es el soporte para la conexión de las secuencias ya que $V_1 + V_2 + V_0 = 0$.

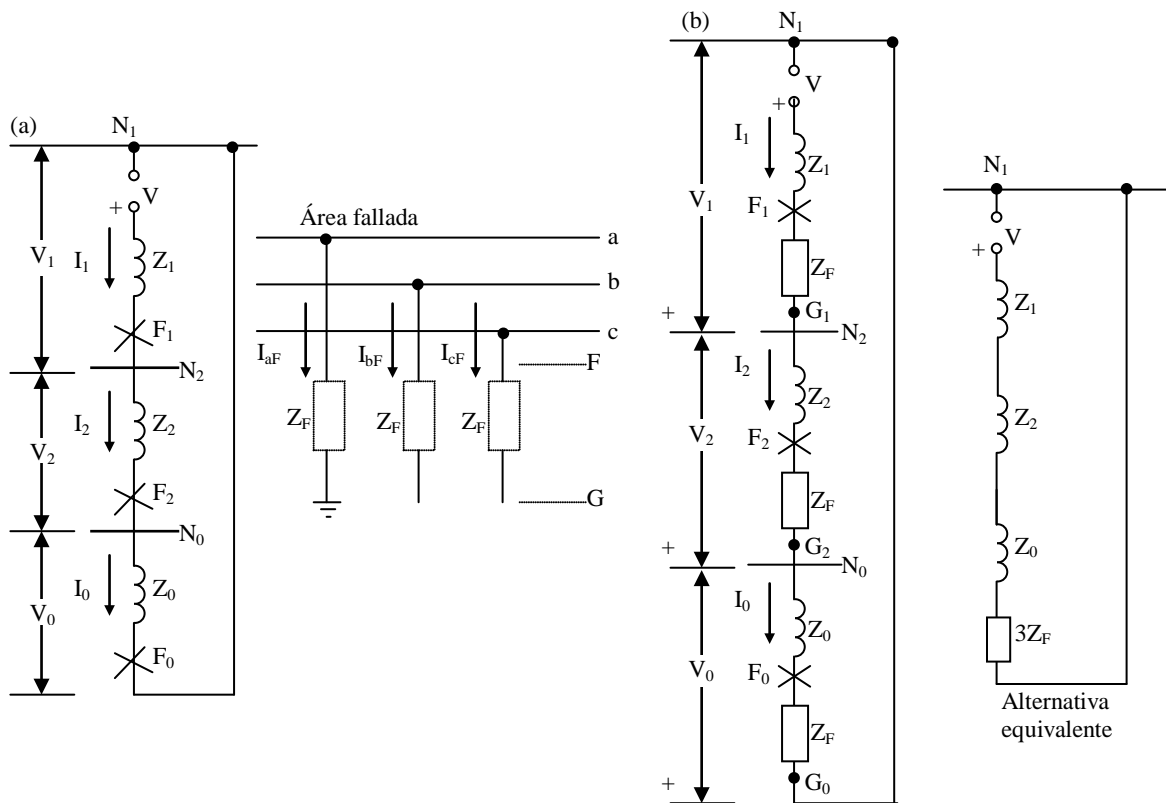


FIGURA 2.10.
 ÁREA FALLADA DEL SISTEMA (FIGURA DEL CENTRO)
 Y CONEXIÓN DE SECUENCIA PARA UNA FALLA DE LÍNEA A TIERRA:
 (A) FALLA SÓLIDA; (B) FALLA CON IMPEDANCIA.

II.5.3. INTERCONEXIÓN DE REDES PARA UNA FALLA ENTRE FASES.

Para este tipo de fallas es conveniente presentar la falla entre las fases “b” y “c”. Entonces la conexión de secuencia será como se presenta en la figura 2.11 donde el (a) es para una falla sólida y el (b) para una falla con impedancia. De este modo:

$$I_1 = -I_2 = \frac{V}{Z_1 + Z_2} \quad \text{ó} \quad I_1 = -I_2 = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_F} \dots\dots\dots(2.30)$$

Por medio de las ecuaciones fundamentales (2.18) y (2.20).

$$I_{aF} = I_1 - I_2 = 0 \quad \text{como debe ser en la falla.}$$

$$I_{bF} = a^2 I_1 - a I_2 = (a^2 - a) I_1 = -j\sqrt{3} I_1 \dots\dots\dots(2.31)$$

$$I_{cF} = a I_1 - a^2 I_2 = (a - a^2) I_1 = +j\sqrt{3} I_1 \dots\dots\dots(2.32)$$

Como es común que $Z_1 = Z_2$, entonces $I_1 = V / 2Z_1$, si olvidamos $\pm j$ y consideramos únicamente las magnitudes producidas tendremos:

$$I_{\Phi\Phi} = \frac{\sqrt{3}V}{2Z_1} = 0.866 \frac{V}{Z_1} = 0.866 I_{3\Phi} \dots\dots\dots(2.33)$$

De esta forma una falla sólida entre fases es el 86.6% de una falla sólida trifásica, cuando $Z_1 = Z_2$.

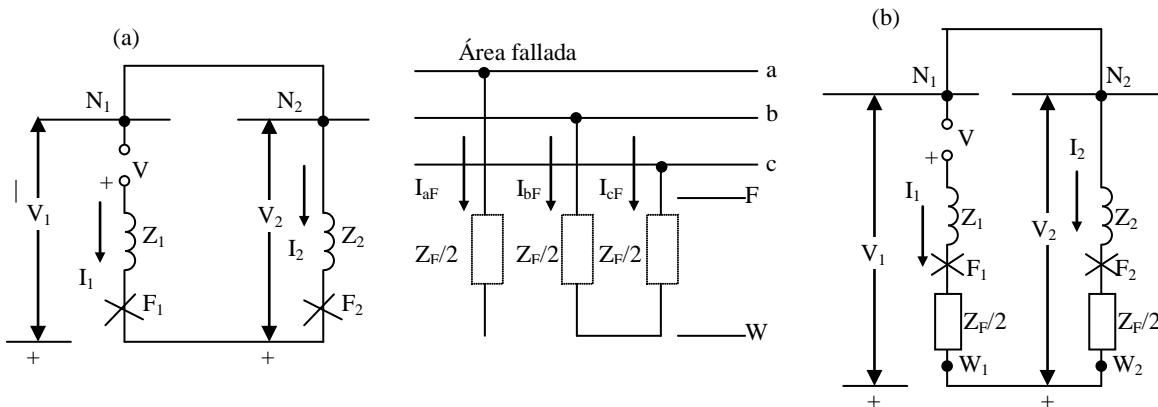


FIGURA 2.11.
 ÁREA FALLADA DEL SISTEMA (FIGURA DEL CENTRO)
 Y CONEXIONES DE SECUENCIA PARA UNA FALLA DE DOBLE LÍNEA:
 (A) FALLA SÓLIDA; (B) FALLA CON IMPEDANCIA.

II.5.4. INTERCONEXIÓN DE REDES PARA UNA FALLA DE DOBLE LÍNEA A TIERRA.

Las conexiones para este caso son similares a las de la falla de doble línea pero adicionando la red de secuencia cero conectada en paralelo, como se muestra en la figura 2.12. Nuevamente (a) para una falla sólida y (b) para la falla con impedancia. De este modo.

$$I_1 = \frac{V}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}}$$

ó

$$I_1 = \frac{V}{Z_1 + \frac{Z_F}{Z_2} + \frac{\left(Z_2 + \frac{Z_F}{2}\right)\left(Z_0 + \frac{Z_F}{2} + 3Z_{FG}\right)}{Z_2 + Z_0 + Z_F + 3Z_{FG}}} \dots\dots\dots(2.34)$$

$$I_2 = -I_1 \left(\frac{Z_0}{Z_0 + Z_2}\right) \text{ Y } I_0 = I_1 \left(\frac{Z_2}{Z_2 + Z_0}\right)$$

ó

$$I_2 = -I_1 \left(\frac{Z_0 + \frac{Z_F}{2} + 3Z_{FG}}{Z_2 + Z_0 + Z_F + 3Z_{FG}}\right)$$

Y

$$I_0 = -I_1 \left(\frac{Z_2 + \frac{Z_F}{2}}{Z_2 + Z_0 + Z_F + 3Z_{FG}}\right) \dots\dots\dots(2.35)$$

La ecuación (2.18) a través de la (2.20) proporcionan que $I_{aF} = 0$, y las magnitudes de falla par I_{bF} e I_{cF} .

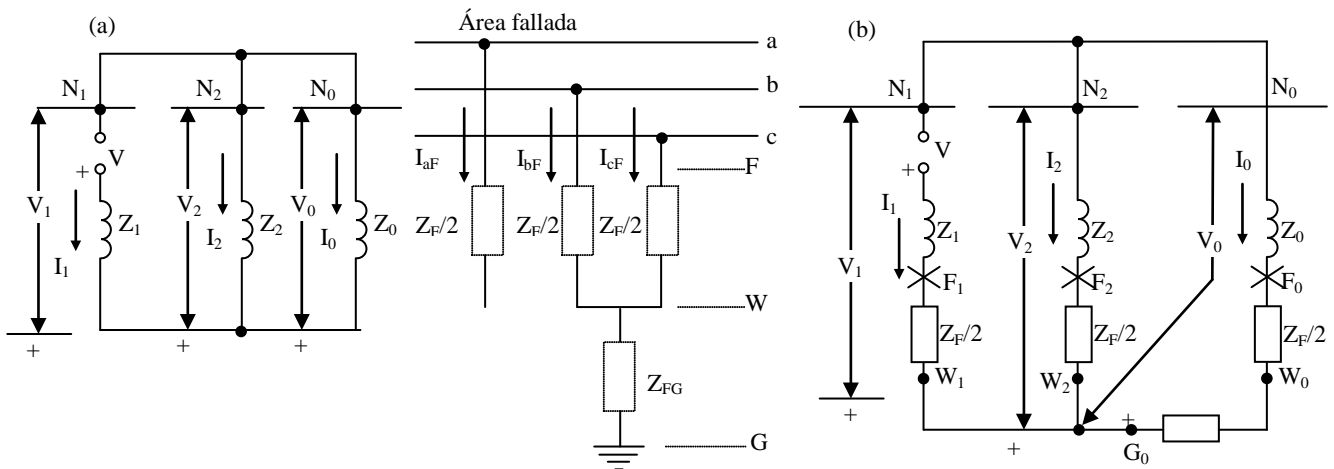


FIGURA 2.12.
 ÁREA FALLADA DEL SISTEMA (FIGURA DEL CENTRO)
 Y CONEXIÓN DE SECUENCIA PARA UNA FALLA DE DOBLE LÍNEA A TIERRA:
 (A) FALLA SÓLIDA; (B) FALLA CON IMPEDANCIA.

CAPÍTULO III.

EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

III.1. INTRODUCCIÓN.

Desde que comenzaron a construirse los primeros sistemas eléctricos de distribución, los fusibles habían sido utilizados como el medio principal de protección contra fallas por sobrecorriente, teniéndose como desventaja sus limitaciones de aplicación, debido a que toda vez que es sometido a una corriente superior a su mínima corriente de fusión, operará, quedando el servicio suspendido en esa parte del sistema; dependiendo del tiempo de restablecimiento; de la distancia de recorrido del personal técnico hacia la instalación para su reposición.

Con lo anterior se provocan altos costos de atención de servicios. Además de que el fusible no es capaz de discriminar entre una falla permanente y/o temporal.

Estudios de sistemas de distribución aérea en todo el mundo han establecido que hasta el 95% de todos los corto-circuitos o fallas son de naturaleza transitoria, con una duración de unos cuantos ciclos (de tres a cinco).

Las causas típicas de estas fallas transitorias son:

- Conductores barridos que se tocan por el viento.
- Descargas atmosféricas sobre el aislamiento.
- Aves, reptiles o animales pequeños que contactan entre una línea energizada y una parte conectada a tierra.
- Ramas de árboles que tocan o son barridas por el viento sobre las líneas energizadas.
- Sobrecorrientes por re-energización de cargas.

Sobre la base de estas estadísticas y observaciones puede reconocerse fácilmente la necesidad de disponer de un equipo con la función de **“apertura y recierre automático”**.

III.2. FUSIBLES; DEFINICIÓN.

Un fusible es un dispositivo de protección contra sobrecorriente que opera al fundirse o quemarse el elemento sensor de corriente debido al paso de una magnitud de corriente superior al valor especificado para el cual fue diseñado.

III.2.1. CONSTRUCCION.

La parte que sirve como elemento de protección para la desconexión del cortocircuito es el elemento fusible, el cual se construye de una determinada sección transversal hecha de una aleación metálica.

Para fusibles de un solo elemento es común usar aleaciones a partir de estaño, cobre o plata, aunque algunos fabricantes sostienen que un elemento de baja temperatura de fusión previene de daño al tubo protector que rodea al elemento y al mismo portafusible en sobrecargas y por consiguiente el mejor material para fusibles de un solo elemento es el de estaño puro.

Ya que la temperatura de fusión del estaño es baja (232° C), en relación con la temperatura de fusión de la plata ó del cobre (960° C y 1080° C respectivamente).

Un elemento fusible de estaño puede llevar mayor cantidad de corriente continuamente (siempre y cuando las curvas de tiempo corriente sean idénticas) dentro de la elevación de temperatura permisible que los elementos fusibles de plata o cobre.

Por otro lado los fusibles dobles incorporan dos elementos en serie, una parte usualmente de cobre estañado que va unido por medio de una bobina de soldadura.

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

III.2.2. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN.

Los fusibles por tratarse de dispositivos de protección contra sobrecorrientes, cuentan con curvas de operación características con respecto al tiempo.

Los fabricantes de fusibles proporcionan dos curvas características de operación (ver figura 3.1), las cuales son:

- CURVA DE TIEMPO MINIMO DE FUSION (Minimum Melting Time o MMT).
- CURVA DE TIEMPO MÁXIMO DE LIMPIEZA (Total Clearing Time o MCT).

CURVA DE TIEMPO MINIMO DE FUSION O MMT.

Es la representación gráfica para el tiempo en el cual el fusible comenzará a fundirse por la acción de una corriente determinada.

Esta curva se usa para coordinar con otros dispositivos de protección que se encuentran después del fusible en el sentido de circulación de la corriente de falla.

CURVA DE TIEMPO MÁXIMO DE LIMPIEZA O MCT.

Es la representación gráfica para el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de corriente hacía 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 hacía la falla.

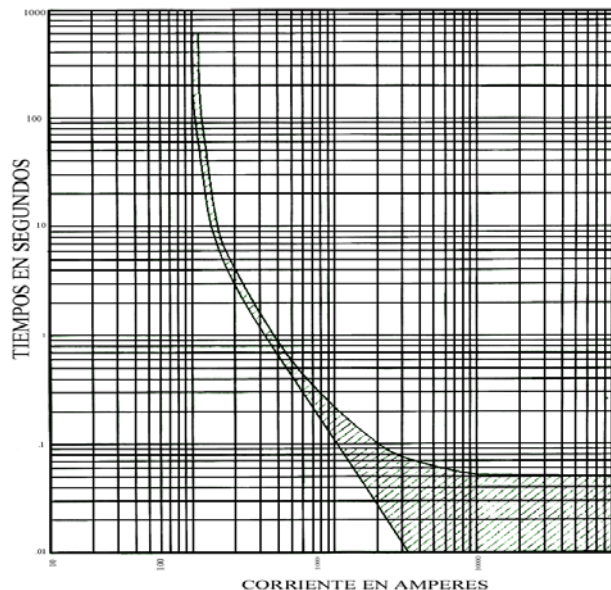


FIGURA 3.1.
CURVAS CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN MMT Y MCT PARA UN FUSIBLE.

III.2.3. TIPOS DE FUSIBLES.

Por sus características constructivas y de operación existe una amplia gama de fusibles los cuales satisfacen en mayor o menor medida los requerimientos técnicos establecidos.

A continuación se mencionan algunos tipos de fusibles, considerando su aplicación en los sistemas de distribución.

III.2.3.1. FUSIBLES TIPO EXPULSIÓN.

Este tipo de cortacircuitos está diseñado para utilizarse en instalaciones exteriores, para tensiones de 14.4 KV y corrientes de diseño de 100 a 200 amperes nominales, para tensiones de 25 KV generalmente la corriente nominal es de 100 amperes continuos, la figura 3.2 muestra los detalles constructivos de los fusibles del tipo expulsión, uno de elemento sencillo y el otro de elemento dual respectivamente.

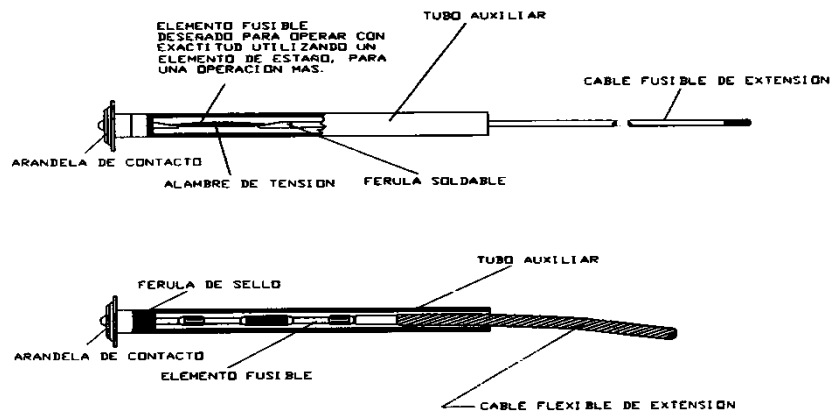


FIGURA 3.2.
FUSIBLES TIPO EXPULSION DE ELEMENTO SENCILLO Y DUAL.

III.2.3.2. FUSIBLES DE TRIPLE DISPARO.

Al momento que pasa una corriente mayor a la mínima de operación y funde el primer elemento fusible, operará abriendo el primer porta fusible y cerrando en ese momento el siguiente cortacircuito fusible, 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 cargas 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, en la figura 3.3 se representa un modelo.

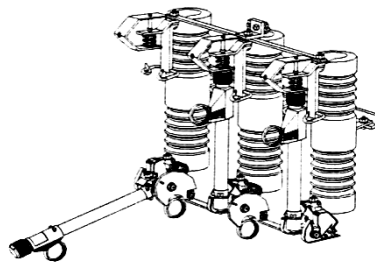


FIGURA 3.3.
CORTACIRCUITO FUSIBLE DE TRES DISPAROS.

III.2.3.3. FUSIBLES DE VACIO.

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.

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, en la figura 3.4 se puede observar uno de estos fusibles.

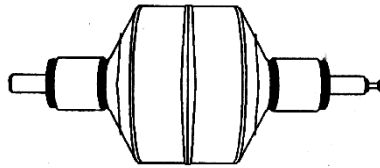


FIGURA 3.4.
FUSIBLE DE VACÍO.

III.2.3.4. FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

Su principio de operación se base en que cuando circula una sobre corriente 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, un fusible de estas características se presenta en la figura 3.5.

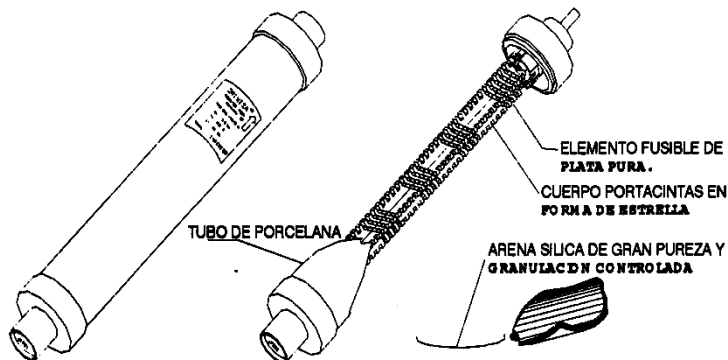


FIGURA 3.5.
PORTA FUSIBLES Y FUSIBLE DE TIPO LIMITADOR DE CORRIENTE.

III.2.3.5. FUSIBLES EN EXAFLORURO DE AZUFRE.

Para que el hexafluoruro de azufre (SF_6) sea un medio eficaz en la extinción del arco se requiere que esté a una presión mayor que la atmosférica, es decir que sus propiedades dieléctricas y extintoras del arco eléctrico varían en razón directamente proporcional a la presión a que se encuentre contenido.

Estos fusibles son empleados en las redes de distribución subterráneas, dado que son para uso en interiores y del tipo limitadores de corriente, actualmente se construyen para operar a 15.5, 27 y 38 KV tienen un rango de 20 KA de capacidad interruptiva y para 38 KV tienen un rango de 13.5 KA de interrupción.

En cuanto al equipo que pueden proteger, pueden ser bancos de transformación, cables, o equipo automático de seccionamiento estos se pueden ver en la Fig. 3.6.

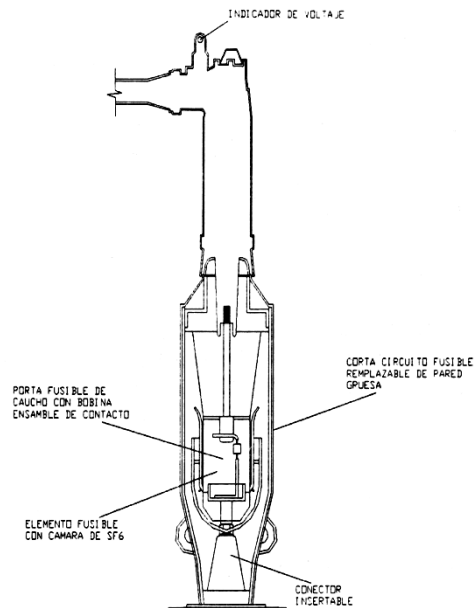


FIGURA 3.6.
FUSIBLE EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF_6).

III.2.3.6. FUSIBLES DE POTENCIA.

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

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, la figura 3.7 presenta un fusible de potencia.



FIGURA 3.7.
FUSIBLE DE POTENCIA.

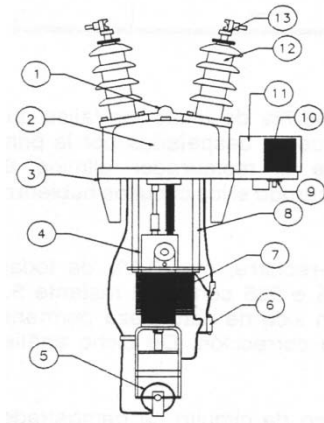
III.3. RESTAURADORES; DEFINICIÓN.

El restaurador ó circuito automático de recierre es un dispositivo de protección contra sobre corriente que dispara automáticamente y recierra en un determinado número de veces para despejar fallas temporales o aislar fallas permanentes. . La secuencia de operación realiza dos funciones importantes, las que son:

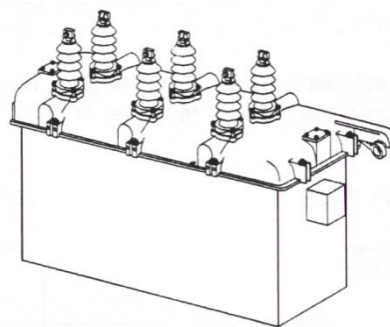
- Prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido.
- Discrimina las fallas temporales de las permanentes.

III.3.1. CONSTRUCCIÓN.

En un restaurador automático , sus contactos de interrupción monofásicos o trifásicos están contenidos en un tanque con aceite como medio de aislamiento, su apariencia se asemeja a un pequeño interruptor en aceite y puede ser conectado directamente a la línea(ver figura 3.8 y 3.9).



1. Gancho para retirar el mecanismo fuera del tanque
2. Soporte de boquillas y mecanismo de operación
3. Selector de secuencia de operaciones.
4. Mecanismo hidráulico
5. Mecanismo de cámara de vacío.
6. Protección contra sobre-voltaje.
7. Bobina serie de disparo.
8. Soporte de aislamiento entre la carcasa y el mecanismo hidráulico.
9. Indicación de posición cerrado.
10. Datos de placa
11. Soporte del accionamiento manual cierre, disparo y contador de operaciones.
12. Boquilla de porcelana 15 kv.
13. Terminal universal para conductor 360 mcm



FIGURAS 3.8 y 3.9.
PARTES COMPONENTES DE UN
RESTAURADOR MONOFÁSICO Y TRIFÁSICO RESPECTIVAMENTE.

Por otro lado está el *restaurador de control Hidráulico con interrupción en vacío*, en el cual el aceite no esta implicado en el proceso de interrupción, ya que se emplea una cámara al vacío sellada, y dentro de esta cámara se tiene toda la interrupción, la cámara cuenta con contactos planos, uno de ellos estacionario y el otro móvil, el movimiento del contacto dentro de la cámara al vacío se realiza empleando un fuelle entre el contacto móvil y la carcasa de la cámara de vacío (ver figura 3.10).

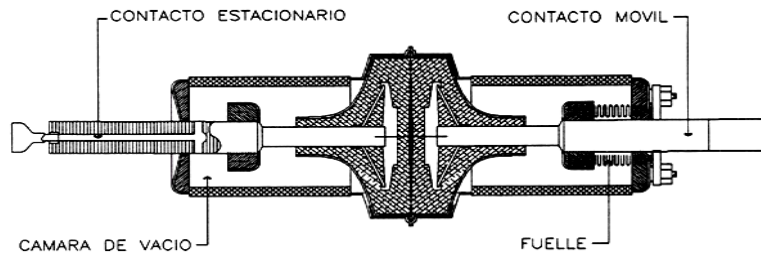


FIGURA 3.10.
VISTA DEL CORTE DE LA CÁMARA DE UN RESTAURADOR DE VACÍO.

También tenemos el *restauradores de control microprocesado en SF₆*, este restaurador utiliza el hexafluoruro de azufre (SF₆), como medio de aislamiento y medio de interrupción, evitando así los efectos adversos de la humedad y eliminando el riesgo de incendio. El sistema de contactos del disyuntor tiene características contra erosión mejores que las requeridas para reconectores en vacío y puede, en la mayoría de circunstancias, entenderse como sellado de por vida. En la figura 3.11 se muestra un restaurador de estas características.

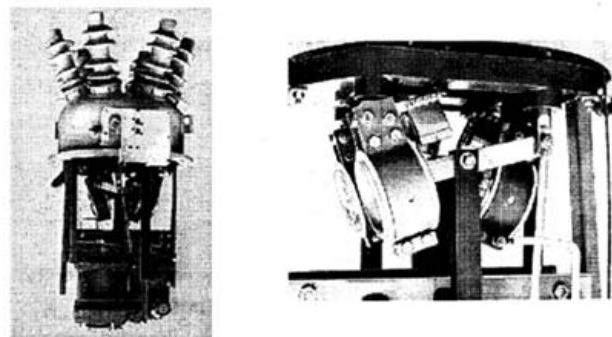


FIGURA 3.11.
PARTES COMPONENTES DE UN RESTAURADOR TRIFÁSICO EN
HEXAFLUORURO DE AZUFRE.

III.3.2. CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN.

Generalmente la detección de fallas es realizada por bobinas colocadas en serie con la línea, alojadas en el interior del tanque del restaurador. Estas bobinas serie al sensar una corriente superior a su capacidad de disparo actúan sobre el mecanismo abriendo el restaurador, para el cierre se utilizan principalmente las siguientes formas:

Por medio de resortes que cargan por la acción de apertura.

Por medio de bobinas de potencial que utiliza la tensión de la línea del lado fuente del equipo y mediante motor para la carga de un mecanismo.

III.3.2.1. CARACTERÍSTICAS DE TIEMPO- CORRIENTE Y SECUENCIA DE OPERACIÓN.

Los restauradores cuentan con curvas características de tiempo-corriente del tipo definido e inverso.

La curva característica definida, significa que el tiempo de operación es independiente a la magnitud de la corriente de falla, es decir, que para cualquier nivel de falla opera en el tiempo seleccionado.

Para la curva característica inversa, el tiempo de eliminación varía dependiendo de la magnitud de la corriente de falla, por ejemplo, la curva "C" tiene más demora que la curva "B".

La figura 3.12 muestra las curvas empleadas en los restauradores es decir:

- CURVA "A" .- CURVA RÁPIDA.
- CURVA "B" .- CURVA LENTA.
- CURVA "C" .- CURVA MUY LENTA.

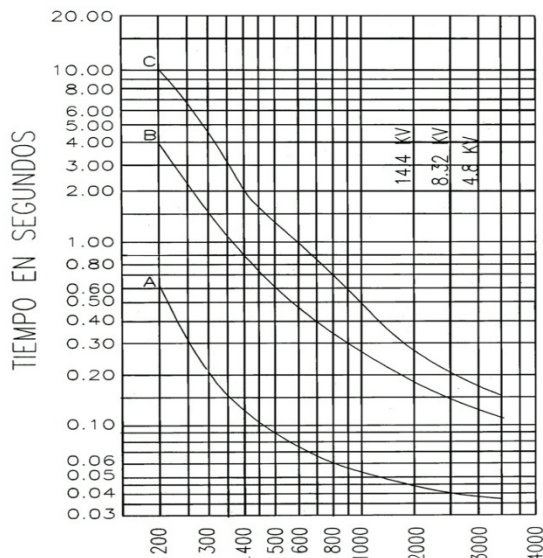


FIGURA 3.12.
GRÁFICA TÍPICA DE TIEMPO-CORRIENTE PARA RESTAURADORES DE 100 AMPERES EN LA CUAL SE MUESTRAN LAS CURVAS "A", "B", "C".

Con respecto a la secuencia de operación el restaurador puede ajustarse para abrir 2, 3 o 4 veces antes de la apertura definitiva. El restaurador puede ser modificado para proveer todas las operaciones rápidas, todas las operaciones demoradas o cualquier combinación de operaciones.

Es decir, como ejemplo, para una secuencia 2A-2B, significa que el restaurador efectuara 2 operaciones rápidas con su curva "A" y dos operaciones lentas con su curva "B" y luego queda abierto.

De la misma manera se pueden seleccionar 1A-3B, 3A-1B, 0A-4B según la conveniencia para poder ser coordinado por otros dispositivos que protegen la red eléctrica.

III.3.3. TIPOS DE RESTAURADORES.

Los restauradores automáticos de distribución pueden clasificarse de la siguiente manera:

Por el número de fases: **Trifásicos y Monofásicos.**

Por el medio de interrupción: **Aceite, Vacío y SF₆.**

Por el medio aislante: **Aceite y SF₆.**

Por el tipo de control: **Mecánico, Hidráulico, Electrónico y Microprocesado.**

Existen varios tipos de restauradores que combinan los diferentes medios de aislamiento, medios de interrupción de corriente y funciones de control, como son:

- **RESTAURADORES DE CONTROL HIDRÁULICO CON INTERRUPCIÓN EN VACÍO** (ver figura 3.10).
- **RESTAURADORES DE CONTROL MICROPROCESADO EN SF₆** (Ver figura 3.11).
- **RESTAURADORES CON CONTROL HIDRÁULICO** (ver figura 3.13).

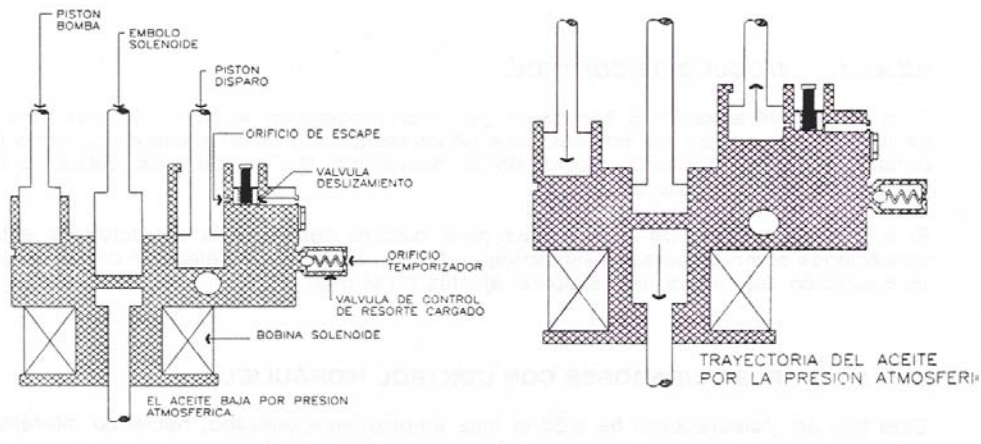


FIGURA 3.13.
CORTE DE MECANISMO HIDRÁULICO EN UN RESTAURADOR.

III.4. SECCIONALIZADORES; DEFINICIÓN.

El seccionalizador automático es un dispositivo de características similares a las del restaurador, es decir, a través de un control hidráulico y bobinas de serie o electrónico sensibles a las corrientes de falla, secciona bajo condiciones preestablecidas el tramo de línea fallado.

III.4.1. CONSTRUCCIÓN

Normalmente un seccionalizador cuenta con los siguientes componentes:

- Boquillas.
- Tanque.
- Mecanismo de operación.
- Bobina serie.
- Mando de accionamiento.
- Gabinete de control.
- Contactos.
- Dieléctrico (aceite o hexafluoruro de azufre).
- Transformadores de corriente.

Los seccionalizadores del tipo secos son monofásicos, y pueden tener capacidades en 14.4KV hasta 140 amperes.

Los de control hidráulico pueden ser monofásicos o trifásicos. Para 14.4 KV llegan a fabricarse con capacidades hasta de 200 amperes.

III.4.2. PRINCIPIOS DE OPERACIÓN

El seccionalizador, opera cuando se han completado un número de “conteos” preestablecidos. Para que un “conteo” sea realizado, es necesario cumplir con dos condiciones:

1. Circulación previa de una sobrecorriente igual o mayor a la corriente mínima de operación o conteo.
2. Que dicha sobrecorriente haya sido interrumpida.

Al cumplirse estas dos condiciones y completar sus conteos de ajuste, el seccionalizador abre sus contactos cuando la línea está desenergizada.

III.4.3. TIPOS DE SECCIONALIZADORES Y FUNCIONAMIENTO.

SECCIONALIZADOR CON CONTROL HIDRÁULICO.

Para este tipo de equipos, el mecanismo esta formado por una bobina solenoide, émbolo de solenoide, resorte, émbolo de disparo y dos válvulas de retención, tal y como esta representado en el corte del mecanismo de control de la figura 3.14.

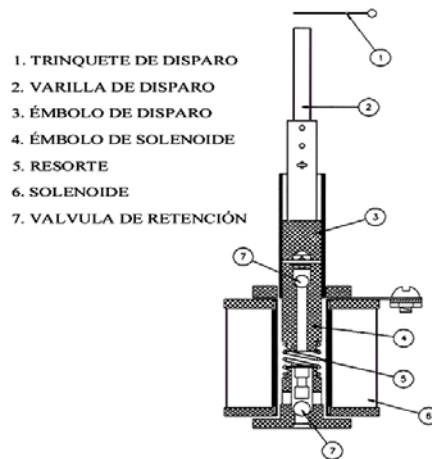


FIGURA 3.14.
MECANISMO HIDRÁULICO DE UN SECCIONALIZADOR.

III.4.3.1. FUNCIONAMIENTO DEL SECCIONALIZADOR CON CONTROL HIDRÁULICO.

Cuando la corriente que fluye a través del seccionalizador excede el 160% de la capacidad de corriente nominal de la bobina, el émbolo del solenoide es atraído hacia abajo y el resorte es comprimido.

Al mismo tiempo el aceite pasa hacia arriba a través del pasaje central en el émbolo del solenoide al espacio vacío dejado por el mismo (figura 3.15 (a)).

Cuando el restaurador (o interruptor) de respaldo interrumpe la corriente de falla, la corriente a través de la bobina del seccionalizador es interrumpida y el resorte empuja el émbolo del solenoide hacia arriba a su posición original.

El aceite no puede pasar hacia abajo a través del émbolo de solenoide debido a las dos válvulas de retención, ésta cantidad de aceite eleva un paso el pistón de corte.

De ésta manera el mecanismo hidráulico ha contado la primera interrupción de corriente. La operación de recuento tiene lugar cuando el circuito está desenergizado (figura 3.15 (b)).

Cuando el restaurador (o interruptor) de respaldo cierra, y si la falla persiste, el émbolo del solenoide es traído hacia abajo otra vez, el aceite pasa nuevamente hacia arriba a través del émbolo al espacio sobre el mecanismo.

Cuando el restaurador (o interruptor) de respaldo abre, el resorte restablece el émbolo del solenoide a su posición original y el aceite transmite un movimiento ascendente al pistón de corte (figura 3.15(c)).

Si la falla persiste para una tercera operación del dispositivo de respaldo, el pistón de corte eleva la varilla de corte suficientemente para liberar el picaporte de corte y abrir los contactos del seccionalizador (figura 3.15 (d)).

Si la falla es temporal, el pistón de corte se repone lentamente a su posición original olvidando de esta manera los recuerdos. El tiempo de reposición es aproximadamente 1 minuto por recuento.

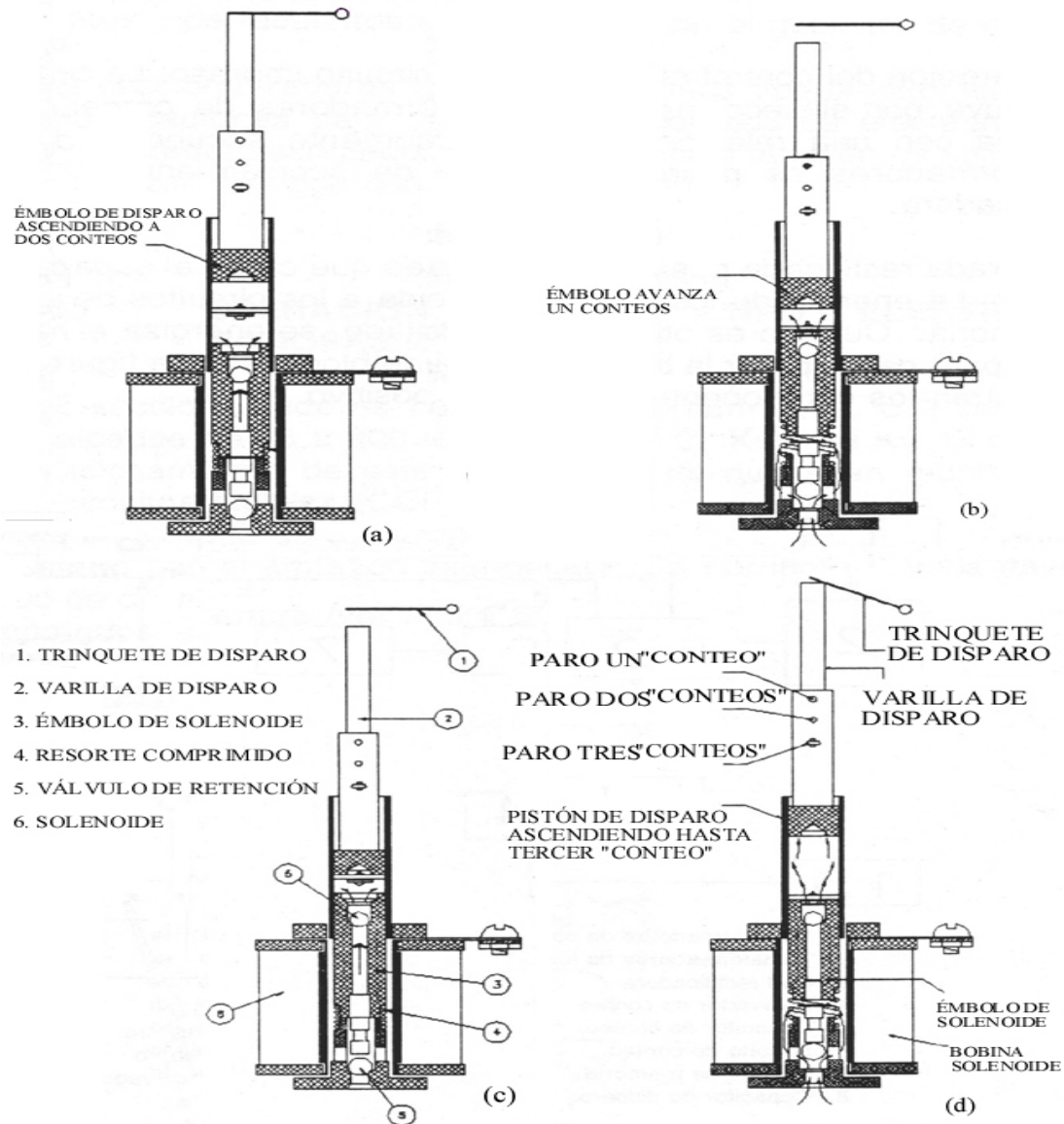


FIGURA 3.15.
OPERACIÓN DE UN SECCIONALIZADOR HIDRÁULICO.

III.4.3.2. SECCIONALIZADORES TIPO ELECTRÓNICO MONOFÁSICO.

El modulo electrónico consiste en un tubo de cobre con terminales de bronce fundido en cada extremo ajustado para ser montados en CCF. La corriente fluye a través de los contactos y el tubo de cobre. El tubo forma el primario de 2 transformadores de corriente encapsulados montados axialmente sobre él. Una jaula de Faraday rodea el circuito lógico y un actuador localizado en el armazón inferior del tubo opera el modulo para su apertura (ver figura 3.16).

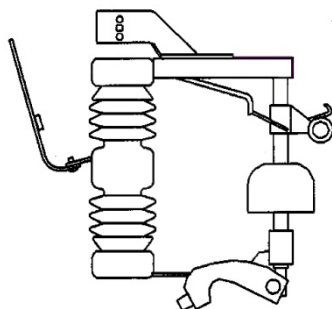


FIGURA 3.16.
SECCIONALIZADOR MONOFÁSICA TIPO ELECTRÓNICO.

III.4.3.3. OPERACIÓN DE SECCIONALIZADORES TIPO ELECTRÓNICO.

La operación del control electrónico se lleva a través de un circuito impreso. La corriente que fluye por el seccionador es detectada por transformadores de corriente tipo boquilla con una relación de 1,000:1 generalmente. La corriente secundaria de los transformadores es pasada a través del transformador de acoplamiento y la red rectificadora.

La entrada rectificadora pasa a través de un relevador de conteo que carga al capacitor de conteo. La energía de los capacitores de conteo es conducida a los circuitos de conteo y memoria. Cuando es obtenido el número de conteos ajustado, se energiza el circuito de disparo para operar la bobina de disparo, en el diagrama de bloques de la figura 3.17 se ilustran los componentes principales de este tipo de dispositivo.

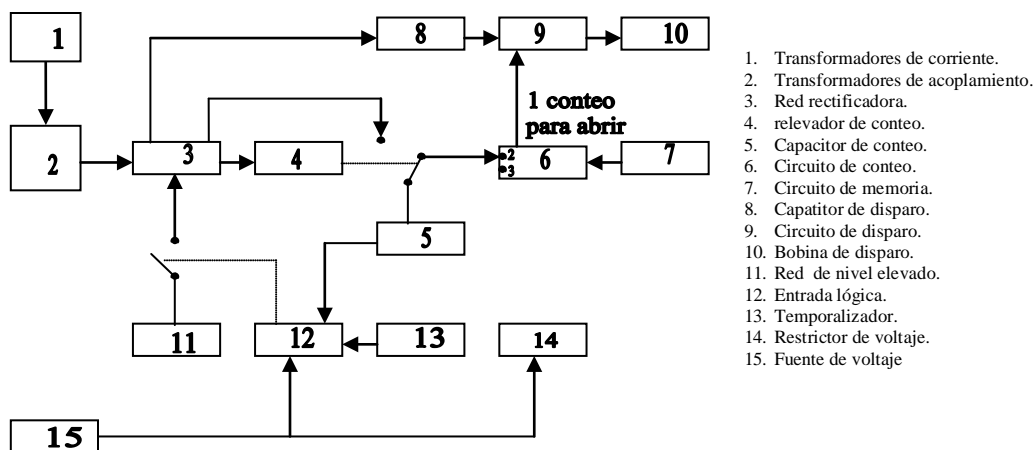


FIGURA 3.17.
DIAGRAMA DE BLOQUES PARA EL CONTROL
ELECTRÓNICO DE UN SECCIONALIZADOR TRIFÁSICO.

El restrictor de voltaje permite al seccionador discriminar las sobrecorrientes que no fueron interrumpidas por la protección de respaldo. La selección del rango de corrientes actuantes y de recuentos se hace sobre una placa terminal en el gabinete de control.

III.5. RELEVADORES DE PROTECCIÓN; DEFINICIÓN.

Los relevadores de protección son dispositivos que identifican condiciones anormales de operación del sistema. Estos son ajustados para operar bajo condiciones de falla, abriendo ó cerrando contactos propios o de sus auxiliares, para desconectar automáticamente los interruptores asociados al equipo fallado. Los relevadores proporcionan una indicación de sus operación mediante banderas o señales luminosas.

Por sus características de construcción los relevadores de sobrecorriente se pueden clasificar como:

- Relevador electro mecánico.
- Relevador estático.
- Relevador micromprocesado.

III.5.1. RELEVADORES ELECTROMECAÑICOS.

A su vez los relevadores electromecánicos se clasifican en:

- Atracción electromagnética.
- Inducción electromagnética.

III.5.1.1. ATRACCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.

Se utilizan básicamente en la construcción de relevadores de sobrecorriente instantáneos. Generalmente es un electroimán cuya bobina es alimentada por un transformador de corriente. El émbolo construido de material ferromagnético, es atraído por el flujo en el entrehierro ó mantenido en reposo (restricción) por la acción de un resorte ó gravedad, como lo indica la figura 3.18.

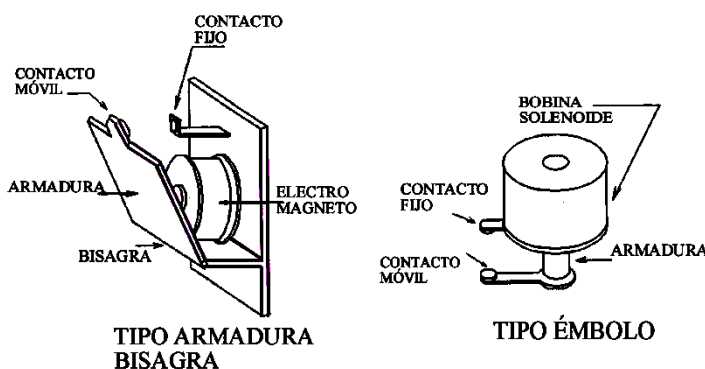


FIGURA 3.18.
RELEVADORES DE ATRACCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.

III.5.1.2. INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.

El relevador de sobrecorriente de inducción electromagnética es un motor de inducción de fase auxiliar con contactos. La fuerza actuante se desarrolla en el elemento móvil, que es un disco de material no magnético conductor de corriente, por la interacción de los flujos electromagnéticos con las corrientes parásitas (de Eddy) que se inducen en el rotor por estos flujos.

Los relevadores más utilizados tienen la estructura del tipo waththorímetro. El rotor que es un disco, en su flecha se encuentra alojado un contacto móvil, en el armazón del relevador se localiza el contacto fijo. La mayor ó menor separación de los contactos se obtiene ajustando el ó la placa y por consiguiente el tiempo de operación de los relevadores (ver figura 3.19).

El relevador de sobrecorriente electromecánico como un relevador monofásico, alojado en una caja con tapa transparente y desmontable, en el interior se aloja una unidad de sobrecorriente instantánea (50) ó una unidad de sobrecorriente de tiempo (51) ó ambas unidades (50/51) con características de tiempo-corriente propias del relevador que no pueden ser modificadas. La unidad ó unidades operadas son señalizadas por medio de banderas.

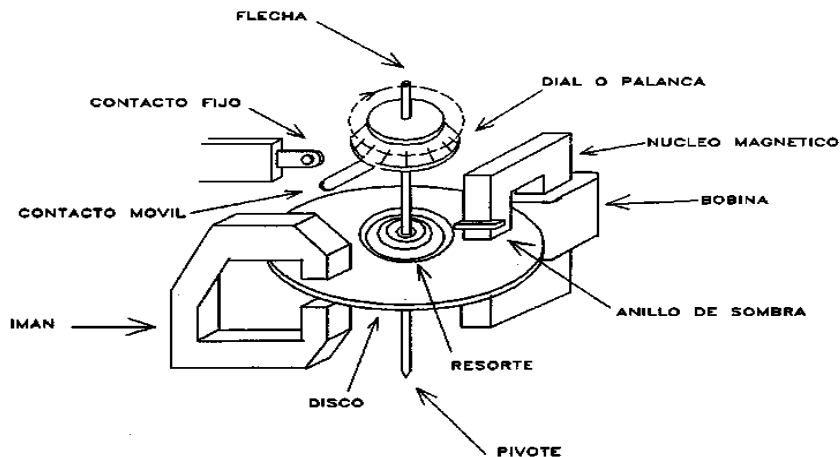


FIGURA 3.19.
RELEVADOR DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.

III.5.2. RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ESTÁTICO.

Las funciones de estos relevadores son semejantes a las obtenidas con los del tipo electromecánico, a pesar de que los relevadores estáticos carecen de partes móviles, la terminología relativa al ajuste y operación es similar a la empleada en los relevadores electromecánicos.

La corriente alterna que alimenta el relevador es convertida en voltaje de C.D. por medio de un transformador de corriente, un puente rectificador y una resistencia de carga conectada en paralelo, este voltaje es comparado con el nivel preestablecido en el detector de 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 prefijado en el detector de nivel No 2, se genera un pulso de salida. Los pulsos para la operación del elemento instantáneo son obtenidos por medio del detector nivel No 3. El cual opera al pasar por alto el temporizador.

Diodos emisores de luz (led's) 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.

III.5.3. RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIGITAL (NUMÉRICO O MICROPROCESADO).

Con la aplicación de microprocesadores se han desarrollado relevadores que además de cumplir con las funciones de protección, efectúan otras adicionales como son; medición, registro de eventos, localización de falla y oscilografía.

Lo anterior se realiza mediante el muestreo y manipulación de los parámetros eléctricos, los cuales son utilizados en forma numérica para resolver cada uno de los algoritmos que calcula el microprocesador para cumplir las tareas anteriormente descritas.

Estos relevadores son trifásicos y en un solo modulo están contenidas las unidades de fase y de neutro, reduciendo considerablemente sus dimensiones y el espacio ocupado por ellos en los tableros de control, medición y protección (ver figura 3.20).

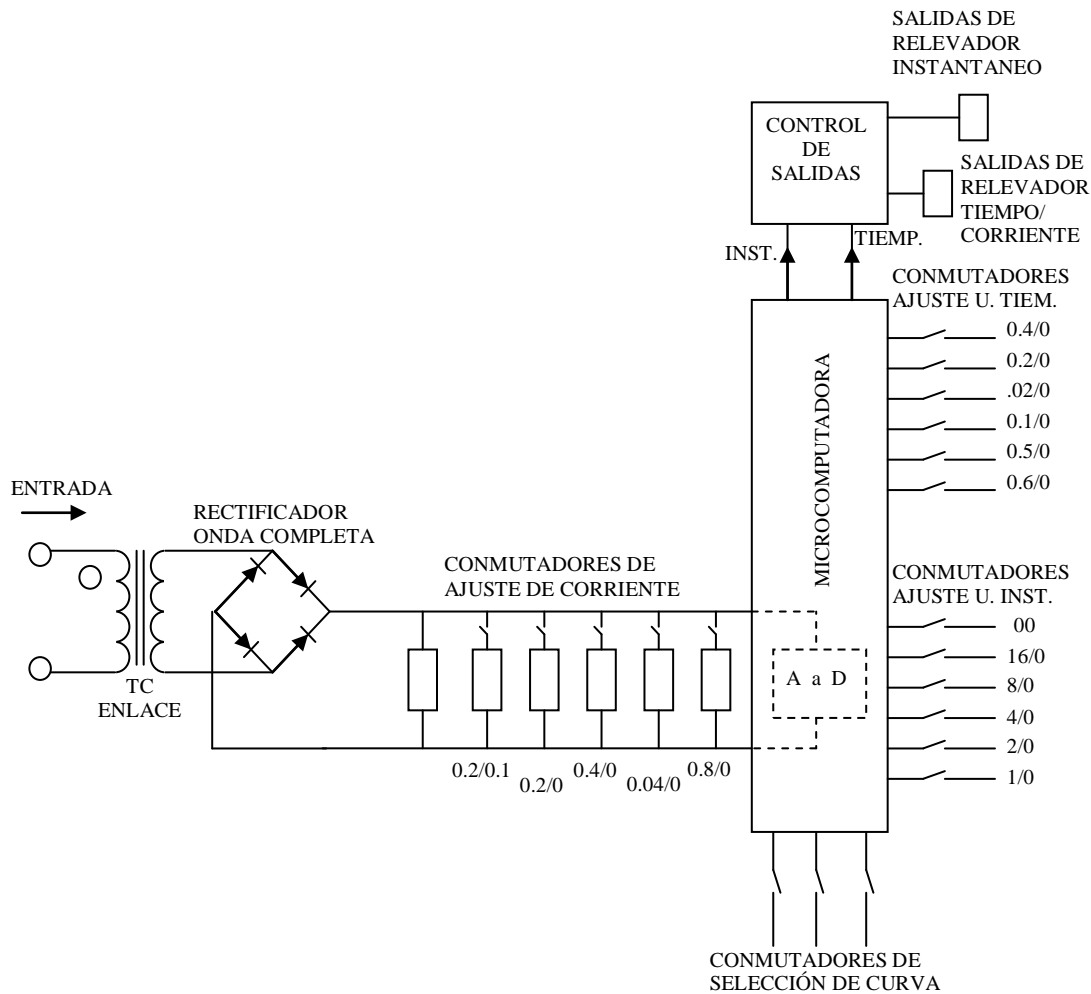


FIGURA 3.20.
RELEVADOR DIGITAL DE SOBRECORRIENTE.

III.5.4. DEFINICIONES.

- **Relevador de sobrecorriente instantáneo (50):** Es un relevador con “respuesta instantánea” para un valor predeterminado de corriente. Su tiempo de respuesta u operación es menor a 3 ciclos (0.05 segundos).
- **Relevador de sobrecorriente con Retardo de tiempo (51):** Es un relevador con una “respuesta retardada” la cual se ajusta a una curva característica de tiempo-corriente definida o inversa que funciona cuando la corriente en el circuito excede de un valor predeterminado.

III.5.5. EQUIPOS ASOCIADOS A LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

Los relevadores de sobrecorriente al operar, actúan sobre un interruptor de potencia o sobre un relevador auxiliar y éste sobre el interruptor. Por otra parte, su corriente de operación es recibida a través de los transformadores de corriente.

Es decir, no existe una conexión directa entre éste dispositivo de protección y el sistema o equipo eléctrico al cual protege, tal y como la tiene el resto de los dispositivos descritos en incisos anteriores de éste capítulo; de ahí su alta precisión al trabajar con magnitudes de baja tensión.

Así entonces el principal equipo asociado a un esquema de relevador(es) de sobrecorriente es:

- interruptor de potencia.
- transformador de corriente.

III.5.5.1. INTERRUPTOR DE POTENCIA.

Es un dispositivo que cierra o abre circuitos eléctricos con o sin carga, o con corriente de falla.

Para circuitos o alimentadores de distribución los interruptores son trifásicos. Se seleccionan en base a la tensión del sistema, carga y corriente de cortocircuito en el punto de instalación, es decir, su capacidad interruptiva debe ser mayor que el valor de falla en el punto de instalación.

La conexión ó desconexión se efectúa a través del movimiento relativo de los contactos del interruptor. El arco eléctrico es interrumpido dentro de la cámara de extinción. El medio de extinción puede ser aceite, aire, vacío o gas SF₆.

El control del interruptor ejerce las funciones de apertura y cierre, es alimentado a través de una fuente confiable de C.D. utiliza una fuente de C.A. o C.D. para cargar el elemento mecánico que hace la apertura o recierre. Este elemento, puede ser neumático, hidráulico o de resorte.

Para efectos de control eléctrico, la acción de liberar un trinquete o abrir una válvula, se efectúa a través de electroimanes que se energizan con ese control. Los electroimanes reciben el nombre de bobinas de cierre y disparo.

III.5.5.2. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente proporcionan las señales de corriente del sistema de distribución a los relevadores, es decir, tienen como función principal la de reducir a valores normales y no peligrosos, las características de tensión y de corriente en un sistema eléctrico.

III.5.5.3. CLASIFICACIÓN ANSI DE LA PRESIÓN.

Las normas ANSI definen la clase de precisión como el error máximo admisible en % que el transformador puede introducir en la medición de potencia.

Por lo tanto las normas americanas ANSI hacen la siguiente clasificación de la precisión para protección:

- CLASE C.
- CLASE T.

- **CLASE C:** Esta cubre a todos los transformadores que tienen los devanados uniformemente distribuidos, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo no tiene ningún efecto apreciable en el error de relación.

- **CLASE T:** La clase T cubre a todos los transformadores que tienen los devanados no distribuidos de manera uniforme, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo tiene un efecto apreciable en el error de relación.

Ambas clasificaciones deben ser complementadas por la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normal (B 0.1 a B 8.0) a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación. Este error deberá estar limitado a 10% a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal, y a cualquier carga inferior a la nominal.

En la tabla 3.1 se dan las clases de precisión recomendadas según el uso a que se destina el transformador de corriente.

CLASE	UTILIZACIÓN.
0.1	Calibración y medidas de laboratorio.
0.2-0.3	Medidas de laboratorio. Alimentación de wathorímetros para alimentadores de gran potencia.
0.5-0.6	Alimentación de wathorímetros para facturación en circuitos de distribución. Wathorímetros industriales.
1-2	Ampérmetros indicadores. Ampérmetros registradores. Fasómetros indicadores. Fasómetros registradores. Wathorímetros indicadores. Wathorímetros industriales. Wathorímetros registradores. Protecciones diferenciales, relevadores de impedancia y de distancia.
3-5	Protecciones en general (relevadores de sobrecorriente).

TABLA 3.1.
CLASES DE PRECISIÓN.

III.5.5.4. MATERIAL DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE EN BAJA, MEDIA Y ALTA TENSIÓN.

- **MATERIAL PARA BAJA TENSIÓN:** Generalmente los aparatos son construidos con aislamiento en aire o aislamiento en resina sintética, suponiéndose que lo común son las instalaciones interiores.
- **MATERIAL DE MEDIA TENSIÓN:** Los transformadores para instalaciones interiores (tensión 3 a 25KV) son construidos ya sea con aislamiento de aceite con envoltorio de porcelana (concepción antigua), ya sea con aislamiento en resina sintética (concepción moderna).

Hay que hacer notar que la mayoría de los diseños actuales emplean el material seco, los aparatos con aislamiento en aceite o masa aislante (compound) se utilizan muy poco y solo para aplicaciones de instalaciones existentes.

Los aparatos para instalaciones exteriores son generalmente construidos con aislamiento porcelana-aceite, aunque la técnica más moderna está realizando ya aislamiento en seco para este tipo de transformadores.

- **MATERIAL DE ALTA TENSIÓN:** Los transformadores para alta tensión son aislados con papel dieléctrico, impregnado en aceite y colocado dentro de un envoltorio de porcelana.

III.5.5.5. CAPACIDAD DE RESISTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE A LOS CORTOCIRCUITOS.

Por el hecho que ellos van conectados en serie con las líneas de alimentación, los transformadores están sujetos a las mismas sobretensiones y sobrecorrientes que las líneas.

Estas sobrecorrientes, provocadas generalmente por cortocircuitos, no son solamente función de la potencia tomada por un alimentador, sino que dependen de la potencia de la central o del sistema y de la impedancia de los circuitos que se encuentran entre las fuentes de energía y el lugar de la falla.

La resistencia de los transformadores de corriente a los cortocircuitos, está determinada por las corrientes límites térmica, definidas por ANSI como:

- La corriente límite térmica es el valor eficaz de la corriente primaria más grande que el transformador de corriente pueda soportar por efecto joule, durante 1 segundo, sin sufrir deterioros y teniendo el circuito secundario en cortocircuito. Esta corriente límite térmica se expresa en kiloamperes eficaces, o en n-veces la corriente nominal primaria.

La elevación de temperatura admisible en el transformador es de 150°C para la clase A de aislamiento y dicha elevación se obtienen en un segundo, con una densidad de corriente de 143 amp/mm².

- La corriente límite dinámica es el valor de cresta de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efectos mecánicos, sin sufrir deterioros, teniendo su circuito secundario en cortocircuito.

El incremento considerable de las potencias de las centrales eléctricas, ha dado como resultado efectos de cortocircuito de una importancia capital, que es absolutamente indispensable tenerla en cuenta para la selección de los aparatos, con objeto de evitar graves interrupciones y accidentes en caso de falla.

CAPÍTULO IV.

CRITERIOS DE COORDINACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

IV.1 INTRODUCCIÓN.

Con los conceptos y herramientas descritas en los capítulos anteriores, se dispone ya de algunos elementos necesarios para la realización de un estudio de coordinación de protecciones.

En el presente capítulo, se describen además de los esquemas de protección más utilizados por CFE en subestaciones de distribución, los criterios considerados para su aplicación.

Por otra parte se relacionan los criterios comúnmente utilizados y recomendados para coordinar un par de dispositivos adyacentes de protección. En función de los cuatro tipos básicos de protección, descritos en el capítulo III, pueden establecerse varias combinaciones de pares de dispositivos entre ellos, cada una de las cuales da origen a un criterio de coordinación en particular.

IV.2 CRITERIOS DE APLICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN EN SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN.

La finalidad de proteger un sistema contra corto circuito, es minimizar los efectos de las fallas sobre los elementos del sistema, desconectando selectivamente la parte fallada con la rapidez adecuada. Estos aspectos se analizan al realizar un estudio de coordinación de protecciones, mismo que conduce a la adecuada selección de los dispositivos y su ajustes, con el objeto de distinguir entre condiciones normales y anormales de falla (corrientes mínimas de falla y máxima de carga principalmente), logrando para cada dispositivo una operación en el tiempo preciso y permitiendo realizar selectivamente las funciones de protección primaria y respaldo.

En las subestaciones de distribución, el equipo principal a proteger esta representado por el transformador de potencia, por lo que en función de su capacidad e importancia se han establecido diferentes arreglos o esquemas de protección.

De acuerdo a la especificación CFE-G0000-62, el esquema de protección para un transformador de potencia, esta definido por la capacidad del equipo, existiendo dos categorías:

- Transformadores de potencia mayores de 10MVA.
- Transformadores de potencia menores de 10MVA.

Otros elementos a proteger desde una subestación de distribución, son las líneas de subtransmisión con tensiones de 69 KV a 138 KV, y los alimentadores de circuitos de distribución con tensiones de 6 KV a 34.5 KV.

Para el caso de las líneas de subtransmisión y de acuerdo a la normativa vigente en CFE, el esquema de protección esta definido por la longitud de la línea, habiendo fundamentalmente dos arreglos:

- Líneas de subtransmisión menores de 10 kilómetros (protección diferencial de línea 87L y protección direccional de sobrecorriente a tierra 67N).
- Líneas de subtransmisión mayores de 10 kilómetros (protección de distancia 21 y protección direccional de sobrecorriente a tierra 67N).

En lo que respecta a los alimentadores de distribución, desde el punto de vista de esquemas de protección se tienen básicamente dos opciones, mismas que dependen principalmente del tamaño y tipo de la subestación:

- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones de áreas rurales con capacidades instaladas inferiores a los 5 MVA (restauradores automáticos con protección contra sobrecorrientes de falla entre fases y de fase a tierra).
- Alimentadores de circuitos de distribución en subestaciones con capacidades instalados mayores a 5 MVA (protección de sobrecorriente 50F/51F-50N/51N, y función de recierre automático 79).

Para los alimentadores generalmente se emplean restauradores ya que por la carga que se alimenta y el bajo nivel de falla no se justifica económicamente el uso de interruptores de potencia.

IV.2.1 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN PARA ALIMENTADORES DE CIRCUITOS PRIMARIOS DE DISTRIBUCIÓN.

Pueden distinguirse tres tipos básicos de alimentadores primarios:

- a) Tipo rural.- Con dos tipos de carga, la que alimenta pequeños poblados cuya carga se caracteriza por pequeños motores (bombas, molinos, pequeñas industrias), alumbrado y los que alimentan grandes sistemas de bombeo.
- b) Tipo urbano.- Aquel que tiene carga de alumbrado, pequeños y grandes comercios y pequeñas industrias.
- c) Tipo industrial.- Urbano o Rural que se caracteriza por grandes consumos de energía y por ende grandes motores.

Los alimentadores primarios generalmente operan en forma radial y en caso de existir anillos, estos están normalmente abiertos operando como circuitos radiales alimentando la carga de diferentes subestaciones.

La forma mas usual de protección para las fallas que se presentan en el alimentador primario es la de sobrecorriente, a través de:

- Restauradores hidráulicos, electrónicos o microprocesados en subestaciones rurales pequeñas con niveles de falla menores.
- Interruptores de potencia asociados a esquemas conformados por tres relevadores de fase alimentados a través de igual número de TCs cuyos secundarios se conectan en estrella y un relevador residual que como su nombre lo dice se conecta al neutro común de la estrella formada (o relevadores trifásicos con unidades de neutro integradas), en subestaciones urbanas o con circuitos de tipo industrial y niveles de falla considerables.

Para el caso de restauradores, debe disponerse además de los dispositivos detectores de fase, de accesorios que permitan la operación en fallas a tierra.

El esquema a base de relevadores, cuenta siempre con unidades de sobrecorriente de disparo instantáneo (50). También debe disponer para líneas aéreas, de un relevador o función de recierre automático (79) que permita recerrar el interruptor cuando este abre por la acción de los relevadores de sobrecorriente para liberar fallas transitorias, que son las que se presentan en un gran porcentaje en los sistemas de distribución aéreos.

Si una falla es permanente, el relevador de recierre (79) tiene la habilidad para dejar al interruptor bloqueado y abierto si después de un número predeterminado de operaciones para las que se programó no ha despejado la falla (generalmente se programan tiempos en un rango de 2.5 a 45 segundos). Si se cuenta con control supervisado, su función queda condicionada al reglamento y políticas de operación.

Existen diversas curvas características de operación para relevadores de sobrecorriente como ya se vio anteriormente, considerándose que la curva extremadamente inversa es la más adecuada para una buena coordinación con fusibles, que la curva muy inversa es la más adecuada para la coordinación con restauradores, y que las curvas inversas y de tiempo definido lo son par coordinar con varios de los dispositivos de disparo a tierra de restauradores.

La operación de la unidad de sobrecorriente de disparo instantáneo, dependerá de si el siguiente dispositivo de protección sobre el alimentador es un fusible o un restaurador. Si el siguiente dispositivo es un fusible se puede optar por lo siguiente:

- Ajustar la unidad instantánea (50) para detectar fallas en la zona de protección de los fusibles, para la primera operación de la protección; y después bloquear su operación por medio de contactos auxiliares del relevador de recierre con el fin de que si la falla no es librada durante esta primera ocasión, opera la unidad temporalizada (51) dando tiempo a que el fusible se queme.
- Ajustar la unidad instantánea (50) de manera que no detecte fallas en la localización del fusible y ajustar la unidad temporizada de forma tal que permita que se funda el fusible.

Dentro de los diagramas unifilares de subestaciones mostrados en las figuras 4.1, 4.2, y 4.3 pueden encontrarse esquemas de protección como los descritos.

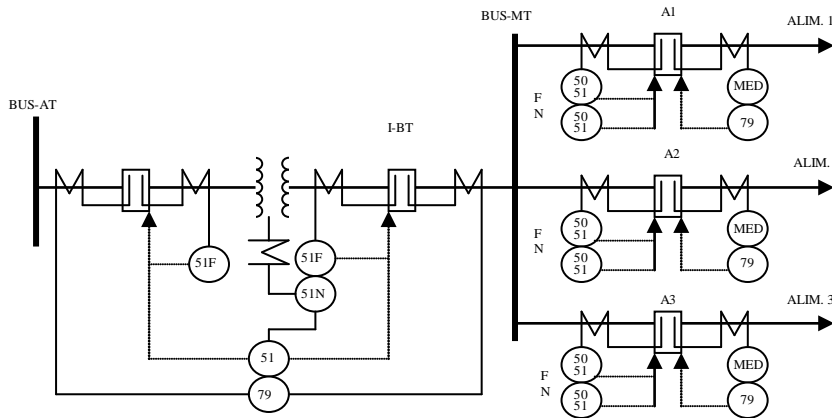


FIGURA 4.1.
ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CON UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA MAYOR DE 10 MVA E INTERRUPTORES DE CIRCUITO.

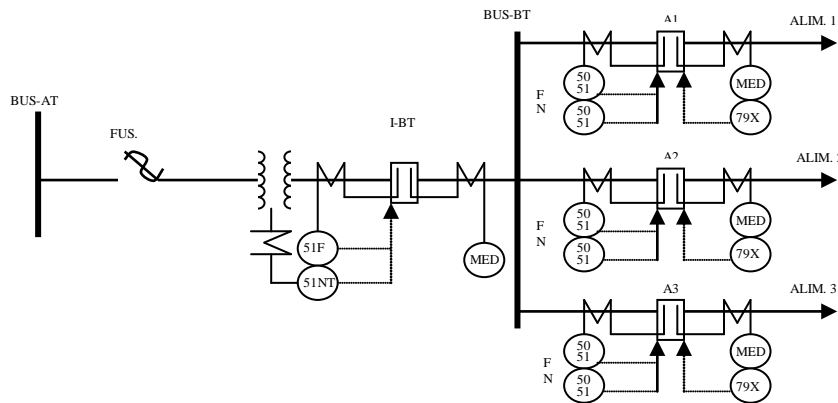


FIGURA 4.2.
ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CON UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA MENOR DE 10 MVA E INTERRUPTORES DE CIRCUITO.

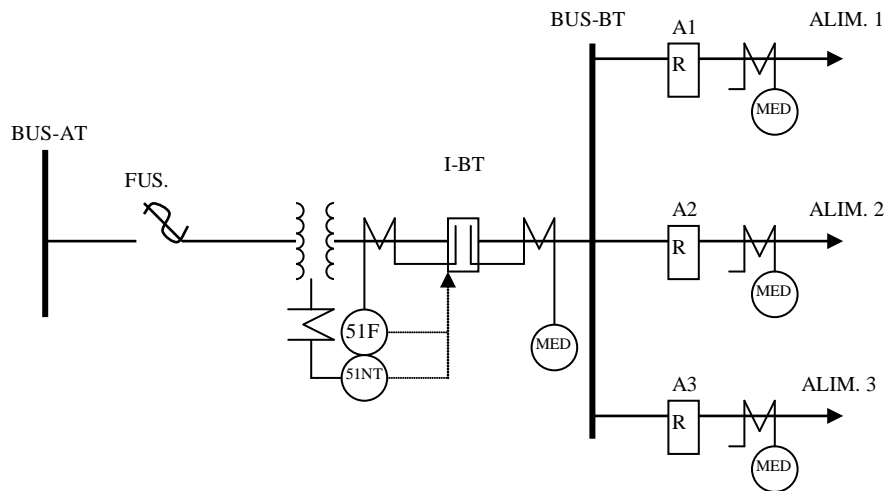


FIGURA 4.3.
ESQUEMA DE PROTECCIÓN PARA UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CON UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA MENOR DE 10 MVA Y RESTAURADORES DE CIRCUITO.

IV.2.2 CONSIDERACIONES DE APLICACIÓN EN LA SELECCIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.

Durante el proceso de diseño y selección de los esquemas de protección para un sistema eléctrico, intervienen además de los factores técnicos de aplicación, algunos otros que sin ser puramente técnicos, influyen sobremanera par la decisión final.

Un aspecto que cada vez ha venido cobrando una mayor importancia, es el factor económico, que sin embargo puede ser sometido mediante la debida justificación, por razonamientos técnicos basados en análisis de costo-beneficio.

Como una ilustración de lo anterior, puede considerarse por ejemplo la aplicación de los diferentes esquemas de protección, descritos anteriormente para una subestación dada, y analizar desde un punto de vista totalmente técnico las ventajas del arreglo.

Posteriormente se haría necesario evaluar los beneficios técnicos resultantes para justificar económicamente la factibilidad de la solución propuesta.

Bajo tal planteamiento, en la figura 4.4. se muestran los evidentes beneficios derivados de aplicar un esquema de protección como el recomendado para una subestación con transformador de potencia mayor de 10MVA, en comparación con otros esquemas que contemplan relativas ventajas económicas o aplicación de criterios utilizados tradicionalmente durante el pasado, pero que han permanecido vigentes por diversas circunstancias.

Es decir, que además de los beneficios alcanzados a través de la correcta selección del esquema de protección, es factible adicionar ventajas mediante la simple modificación de algunos criterios de aplicación y ajuste de los esquemas existentes.

La figura 4.4. compara los esfuerzos a que se ve sometido un transformador de potencia con diferentes esquemas de protección, para un ciclo de tres fallas presentadas en diversas localidades, pero con prácticamente la misma magnitud de 4,979 amperes.

- Una falla **F1** en las terminales secundarias del transformador de potencia.
- Una falla **F2** en las barras de baja tensión.
- Una falla **F3** de naturaleza permanente en la salida del alimentador de distribución.

Para cada arreglo de protecciones, se muestra el tiempo en que cada una de las fallas es liberada por el esquema correspondiente, obteniéndose al final el tiempo acumulado respectivo, mismo que es proporcional al esfuerzo equivalente soportado por el transformador de potencia.

Los arreglos cuyos costos iniciales son menores, representan tiempos acumulados de 529 y 235 ciclos respectivamente, en comparación con los 199 y 47 ciclos correspondientes en arreglos con esquemas como los recomendados.

Cabe resaltar la diferencia existente entre los arreglos "A" con "B" y "C" con "D" respectivamente, al reducirse los esfuerzos con solo la aplicación de diferentes criterios de ajuste sobre esquemas de protección similares.

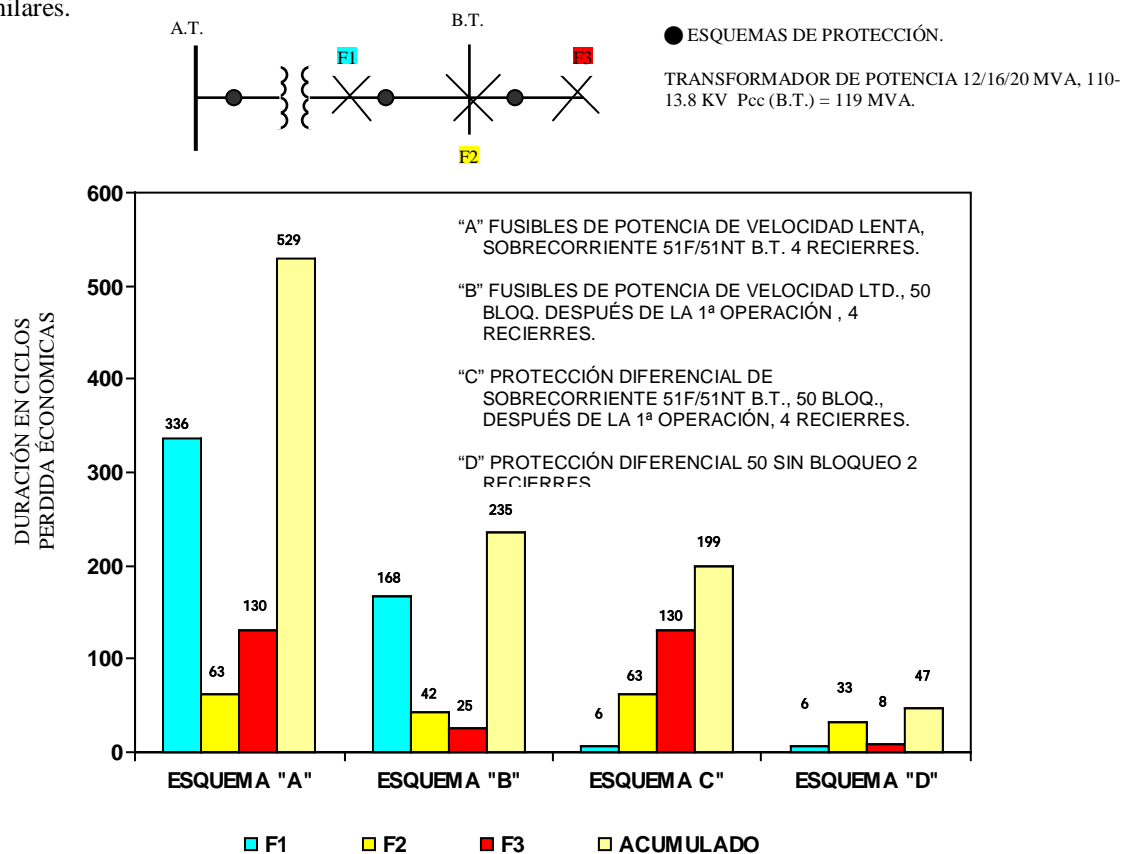


FIGURA 4.4.
DURACIÓN ACUMULADA DE CORTOCIRCUITOS PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA EN UNA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CON DIFERENTES ARREGLOS DE PROTECCIÓN.

La justificación para seleccionar el arreglo recomendado sobre el arreglo más económico, debe plantearse sobre aspectos técnicos que demuestren los beneficios obtenidos, tales como:

- Una mayor vida útil del transformador de potencia.
- Menores costos por mantenimiento al transformador de potencia.
- Mayor disponibilidad del transformador de potencia.
- Menores tiempos y costos de reposición por operación en la protección primaria del transformador de potencia.
- Posibilidad de telecontrol, monitoreo y automatización.

IV.2.3 PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN.

Los alimentadores de distribución en subestaciones con transformadores mayores a 7 MVA, generalmente cuentan con interruptores de potencia, asociados con relevadores de protección por sobrecorriente (50N/51N).

Los relevadores de sobrecorriente de fase se deben ajustar a una corriente de arranque (pik-up) que permita llevar una determinada sobrecarga por efectos de crecimiento, acciones de operación y mantenimiento, atención de situaciones emergentes, etc.; como por ejemplo un 200% de la corriente de carga máxima (se recomienda en la mayoría de los casos que este margen nunca sea menor al 150%).

Debe cuidarse por otra parte que la corriente secundaria en régimen permanente no sea mayor a 5 amperes y a la vez que la corriente secundaria de falla máxima no sobrepase los 100 amperes secundarios. Con esto pueden evitarse situaciones de daño o saturación en los transformadores de corriente, así como mal funcionamiento de la protección debido a señales de corriente con alta saturación.

Para la selección de ajustes de las unidades 51 de fase de cada alimentador deben considerarse los siguientes aspectos:

- Mayor que la carga máxima del circuito, considerando tanto condiciones normales como de emergencia (enlaces con circuitos de la misma subestación o de otras).
- Menor que la capacidad de conducción (ampacidad) del conductor de la línea troncal.

En lo relativo a la selección de ajustes de los elementos de 51, de neutro o residuales, debe tomarse en cuenta lo siguiente:

- Mayor que el máximo desbalance existente debido a condiciones de cargas no balanceadas, que sin embargo por la naturaleza del sistema puede considerarse como una condición “normal” o “tolerable de operación”.
- Menor al 30% del ajuste de la protección de fase, para disponer de una adecuada sensibilidad para la detección de fallas con baja magnitud, mismas que en muchas ocasiones pueden ser incluso menores o comparables a las corrientes de carga.

Con referencia al criterio que puede aplicarse para el ajuste de las unidades 50 a efecto de asegurar que no sobre alcance a las protecciones delanteras, se estiman ajustes que cubran máximo el 80% de la longitud existente entre la subestación y el dispositivo de protección más cercano sobre la línea.

Sin embargo si dicha distancia es muy cercana puede presentarse el sobre alcance entre protecciones adyacentes.

Por tal razón se ha determinado una distancia mínima entre ambos dispositivos par justificar el empleo de unidades instantáneas y que en términos de niveles de falla establece que se requiere al menos un valor de 1.6 entre el valor de falla del primer dispositivo con respecto al valor de falla del segundo dispositivo. Si esta relación mínima no se cumple, se recomienda bloquear la unidad instantánea.

Lo anterior se deduce de la siguiente ecuación:

$$N = \frac{Ks(1 - Ki) + 1}{Ki}$$

Donde:

N = distancia en p.u. del tramo protegido.

Ki = 1.3 (para instantáneas de tipo IIT, SC,IT.).

Ks = Zs / ZI .

Zs = impedancia del sistema.

ZI = impedancia del alimentador.

IV.3. CRITERIOS DE APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

A diferencia de las subestaciones en 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, tal y como se describen con amplitud en el capítulo II de esta tesis.

Las excepciones a este comportamiento son las redes de distribución subterráneas, 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, los cuales se discuten a continuación.

IV.3.1. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES.

Son aquellos que por sus características de operación requieren ser reemplazados o restablecidos para reenergizar 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 simplemente de la revisión y prueba de la porción fallada así como el reemplazo o reestablecimiento del dispositivo de protección operado (en caso de fallas de naturaleza transitoria).

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

IV.3.2. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS TRANSITORIAS.

Son aquellos que por sus características de operación, disponen de la función de auto-reestablecimiento o recierre automático y no requieren ser reemplazados o restablecidos para re-energizar un elemento del sistema que se ha visto sometido a una falla de naturaleza transitoria.

Este tipo de dispositivos reaccionan desconectando momentáneamente del sistema la porción dañada independientemente de que la falla haya sido de naturaleza transitoria o permanente re-energiza 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 recierre. 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 recierre automático.

Aunque por sus características de funcionamiento podría pensarse que el denominado fusible de triple disparo es un dispositivo de protección contra fallas transitorias, no se le considera completamente como tal, en virtud de que no posee la función de reposición automática (invariablemente siempre es necesaria la presencia del personal para reponer las unidades fundidas y así dejar preparado el dispositivo para un ciclo completo de operación).

Sin embargo, aun con tales limitaciones el fusible de triple disparo representa una excelente alternativa de solución para aquellas situaciones donde el estudio se ve comprometido y se dificulta aplicar al pie de la letra algunos criterios de coordinación, o bien cuando la disponibilidad de restauradores no es la suficiente para satisfacer las exigencias de selectividad en un estudio de coordinación de protecciones.

IV.3.3. LA PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES Y TRANSITORIAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Con lo señalado en los incisos anteriores podría deducirse que la aplicación de dispositivos de protección para redes de distribución es labor sencilla, identificando únicamente la naturaleza de las fallas que pueden presentarse.

Desde luego esta afirmación es valida para sistemas donde las fallas son de una sola naturaleza da falla.

Si la red esta sujeta únicamente a fallas de naturaleza permanente como es el caso de circuitos, redes o transiciones subterráneas, basta con ubicar por cada elemento identificable (tronca, ramal, subramales, etc.), un dispositivo de protección contra fallas permanentes a través de un fusible o un seccionizador ajustado a "1 conteo" (en el inicio de un alimentador de circuito, es común la instalación para tal propósito, de un interruptor sin relevador de recierre automático o en transiciones aéreas-subterráneas de cierta importancia un restaurador ajustado a un solo disparo en curva lenta).

Si la red estuviera sujeta únicamente a fallas de naturaleza transitoria, bastaría con ubicar estratégicamente en función de sus zonas de protección, un interruptor o restaurador al inicio del alimentador y tantos restauradores como fuera necesario para cubrir la totalidad del circuito.

Sin embargo en las redes de distribución aéreas, aun aquellas construidas con las mas altas especificaciones técnicas de calidad y con una atención adecuada en cuanto a su operación y mantenimiento se refiere, no puede asegurarse bajo ninguna circunstancia que estarán ajenas a una falla de naturaleza permanente, dadas sus características de vulnerabilidad hacia agentes externos al sistema.

Por tal motivo, la aplicación de un sistema de protecciones en una línea o red aérea de distribución, debe contemplar dispositivos para protegerla tanto contra fallas de naturaleza transitoria, como contra fallas de naturaleza permanente.

Lo anterior implica que deben coexistir de manera coordinada ambos tipos de dispositivos, siendo precisamente mediante la adecuada aplicación de los criterios de coordinación desarrollados, que puede lograrse una óptima selectividad del sistema de protecciones, de manera tal que en función de la naturaleza de cada falla presentada, puedan tenerse operaciones únicamente de los dispositivos correspondientes logrando cumplir con el principal objetivo definido por la filosofía de protecciones:

“Máxima seguridad del sistema y máxima seguridad en el suministro”.

Como una ilustración a los conceptos señalados anteriormente, en la figura 4.5. se muestra el proceso a seguir para la conformación de un sistema de protecciones mediante la aplicación de diferentes dispositivos de protección en un circuito de distribución.

En el inciso (a) de dicha figura se muestra el diagrama unifilar de un circuito de distribución típico, donde puede observarse la subestación de distribución con un transformador de potencia y sus barras de alta y baja tensión.

El alimentador inicia a partir de las barras de baja tensión a través de una trayectoria principal o **“troncal”**, de la cual se derivan trayectorias secundarias o **“ramales”** y de las que a su vez pueden derivarse otras más o **“subramales”**.

Se muestran también a lo largo de todo el circuito varios transformadores de distribución con cargas asociadas y conectadas a sus secundarios (otras cargas podrían también estar conectadas de manera directa a la red primaria del circuito).

Al ser los transformadores de distribución, elementos que por sus características se ven sometidos a fallas de naturaleza permanente, como primer paso para la conformación del sistema de protección, puede observarse que su interconexión al circuito es precisamente a través de dispositivos de protección contra tal tipo de disturbios, es decir fusibles; de tal forma que cualquier anomalía presentada en un transformador de distribución, lo aislara del circuito sin ninguna influencia sobre el resto de la red.

Como segundo paso en el establecimiento del sistema de protección y como se muestra en el inciso (b) de la figura 4.5. es necesario dotar al circuito de protección contra todas las fallas de naturaleza transitoria que pueden presentarse en cualquier porción o elemento del mismo.

Es práctica común, instalar un interruptor **“A”** en la subestación al inicio del alimentador, cuyos ajustes establecen una zona de cobertura o protección tal y como se indica.

Al respecto puede observarse que dicha zona de protección es incapaz de proteger a la totalidad del circuito, por lo que se hace necesario la ubicación de un segundo dispositivo **“B”** de protección contra fallas de naturaleza transitoria, en este caso un restaurador.

De manera similar, se requiere establecer la zona de protección de este segundo dispositivo para verificar su cobertura.

En forma sucesiva y si así corresponde, podrían ubicarse tantos otros dispositivos similares **“C”**, **“D”**, **“E”**, etc., como el estudio lo justifique, con el objeto de que cualquier punto del circuito quede al menos dentro de una de las zonas de cobertura de dichos equipos de protección.

Cabe destacar que entre las zonas de protección de los dispositivos **“A”** y **“B”** mostrados, se tiene un área de traslape, misma que se recomienda establecer en todos los casos. Es precisamente en dichas áreas entre equipos adyacentes donde los criterios de coordinación de protecciones deben aplicarse para asegurar la adecuada selectividad del sistema.

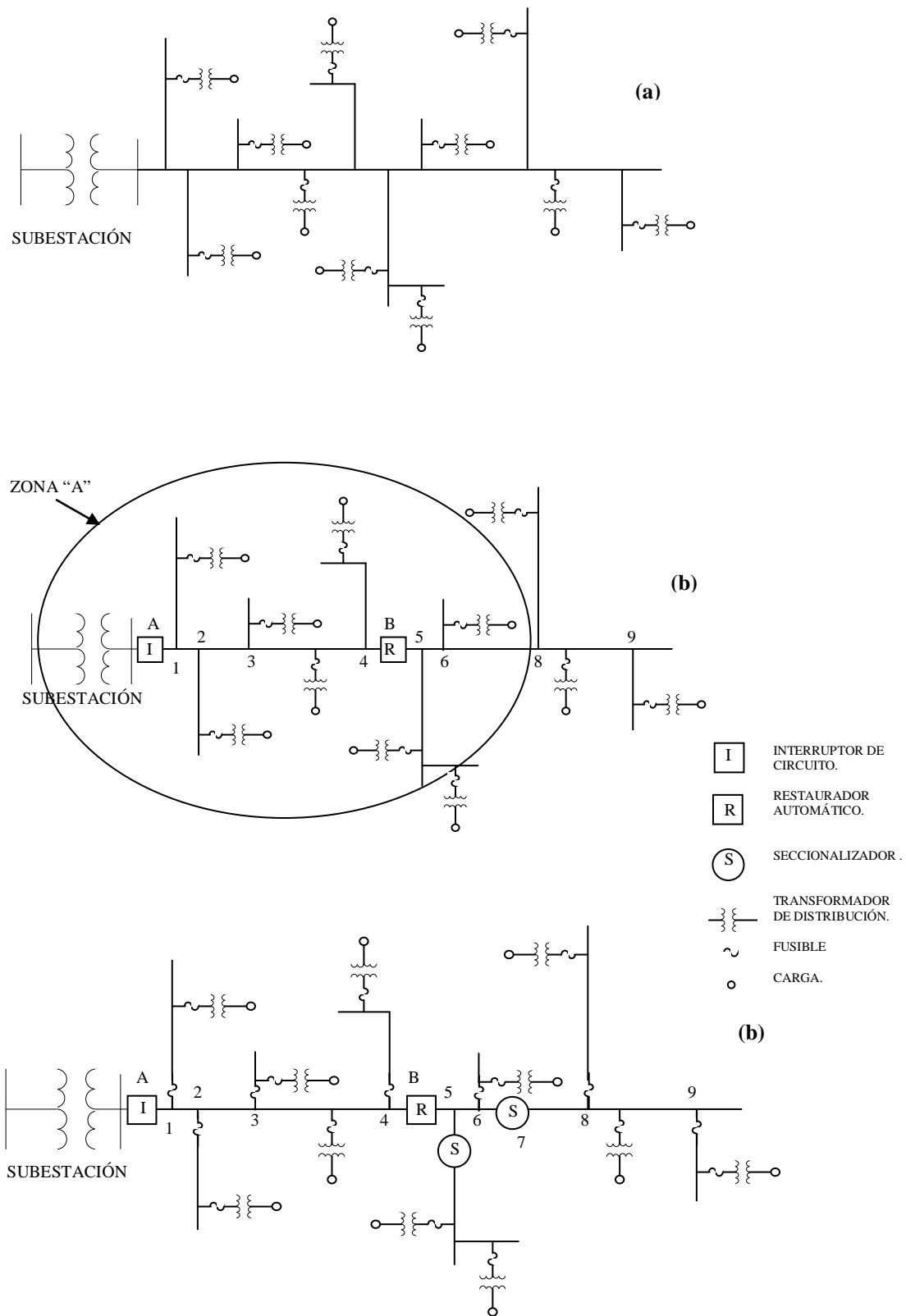


FIGURA 4.5.
SECUENCIA DE APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN EN UN CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN AÉREO.

Cubierta la totalidad del circuito contra la ocurrencia de fallas de naturaleza transitoria, el tercer y último paso del proceso se muestra en el inciso (c) de la misma figura, y consiste en proteger a todos y cada uno de los elementos del circuito contra la eventualidad de fallas de naturaleza permanente.

Sobre el particular se recomienda la instalación de un dispositivo para tal propósito (fusible o seccionalizador), en cada uno de los elementos identificables como tales (ramales, subramales, acometidas, etc.) del circuito.

Como puede observarse, el sistema de dispositivos de protección establecido conforma el sistema de protección del circuito, y desde el punto de vista de la naturaleza de las fallas que pueden presentarse en la red, brinda una adecuada selectividad y confiabilidad; manteniendo tanto la seguridad de los elementos del circuito ante la presencia de fallas de naturaleza transitoria y permanente, como la continuidad del servicio para el resto del circuito en caso de fallas de naturaleza permanente en cualquiera de sus elementos.

Definidos los dispositivos y su ubicación mediante el auxilio de conceptos fundamentales como son la “**zonas de protección**” y la “**naturaleza de las fallas**”, es necesario aplicar los criterios de coordinación entre cada par de dispositivos adyacentes, para determinar los ajustes que permitan su operación armoniosa y coordinada ante cualquier tipo de contingencia que pueda presentarse.

El cabal cumplimiento de lo anterior, siempre redundará al final en un adecuado equilibrio de las características funcionales del sistema de protección: Confiabilidad, Rapidez, Economía, Simplicidad y Selectividad.

IV.4. CRITERIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Durante el transcurso de este siglo principalmente, se han venido desarrollando una serie de circuitos para la coordinación entre diversos equipos de protección contra sobrecorriente.

Dichos criterios son producto del análisis de las características particulares de operación de cada uno de los dispositivos y de cómo deben interactuar esas características entre dos o más dispositivos adyacentes.

Los criterios establecen las reglas para definir la coordinación adecuada entre dichos dispositivos.

Es importante puntualizar que los criterios señalados establecen y recomiendan rangos o márgenes de aplicación; mismos que en función de la experiencia acumulada, el conocimiento particular del sistema, materia del estudio y las posibilidades de los dispositivos de protección, pueden ser modificados y funcionar adecuadamente para una aplicación dada. Es importante puntualizar que las prácticas y políticas empleadas en cuanto a la protección de sobrecorriente en sistemas de distribución, tienden a variar substancialmente entre las compañías eléctricas.

La mayoría de dichas prácticas están basadas en muchos años de experiencia y son el resultado de análisis realizados por expertos en la materia durante el pasado.

De esta manera, en su forma presente las citadas prácticas se han convertido en criterios y han conformado en cada empresa una especie de manuales con reglas o “**recetas**” de aplicación.

En el presente procedimiento se examinan algunos de los criterios y filosofías de la protección de sobrecorriente, comúnmente encontrados y aplicados en la Comisión Federal de Electricidad, sin el propósito de establecer que son las mejores o únicas alternativas existentes, pero con el convencimiento de que guardan aspectos comunes con los utilizados en otras partes del mundo, han satisfecho los requerimientos particulares de nuestros sistemas.

El argumento más comúnmente empleado por las empresas eléctricas en el sentido de la no saturación de esas prácticas con otras compañías o el porque existe cierta oposición a la revisión de otros criterios distintos,

siempre ha sido “nuestros sistemas son diferentes”, y en efecto todos los sistemas son diferentes aun los existentes dentro de una misma empresa.

La protección de sobrecorriente de un sistema de distribución es considerablemente diferente de la existente en otras partes del sistema eléctrico. A diferencia de los sistemas de transmisión y subtransmisión, el sistema de distribución es normalmente diseñado con una configuración radial.

Así como en los sistemas de transmisión generalmente las funciones de protección se efectúan a través de interruptores asociados con varios tipos de relevadores, en los sistemas de distribución dichas funciones son efectuados por una gran variedad de dispositivos tales como interruptores, circuitos switchers, desconectores de operación con carga, fusibles, relevadores de sobrecorriente, restauradores y seccionalizadores.

Así entonces, a continuación se describen en función de las diferentes combinaciones posibles entre pares de dispositivos los siguientes criterios de coordinación de protecciones de sobrecorriente para aplicación en sistemas de distribución:

- Relevador-Relevador.
- Relevador-Fusible.
- Relevador-Seccionalizador.
- Relevador-Restaurador.
- Relevador-Seccionalizador-Fusible.
- Restaurador-Fusible.
- Restaurador-Seccionalizador.
- Restaurador-Seccionalizador-Fusible.
- Fusible-Fusible.

Cabe aclarar que en lo sucesivo y como mera simplificación, cuando alguno de los criterios descritos involucre a una protección a base de relevadores, se identificara como RELEVADOR, término que en la práctica incluye tanto al propio dispositivo como a otros equipos primarios asociados tales como el interruptor de potencia y los transformadores de instrumento.

IV.4.1. CRITERIOS DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVAROR.

La aplicación de este tipo de arreglos se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en A.T.- protección de banco en B.T. y protección de banco, protección de alimentador).

También puede presentarse en líneas de subtransmisión radiales o líneas de 34.5 KV que van alimentando varias subestaciones escalonadas en arreglos de los conocidos como en “cascada” y cuyos alimentadores de enlace poseen relevadores de sobre corriente.

Cabe señalar que este arreglo no se aplica en la trayectoria de los alimentadores de distribución aéreos, ya que el empleo de relevadores para la protección de la línea requiere de equipos que complementen esta protección, (interruptores, bancos de baterías, transformadores de potencial y corriente etc.) siendo necesario un espacio considerable para la instalación de estos, los cuales no se tienen a lo largo de la trayectoria de un alimentador aéreo.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características tiempo-corriente de los dispositivos de protección, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

El criterio anterior se ilustra de manera grafica en la figura 4.6.

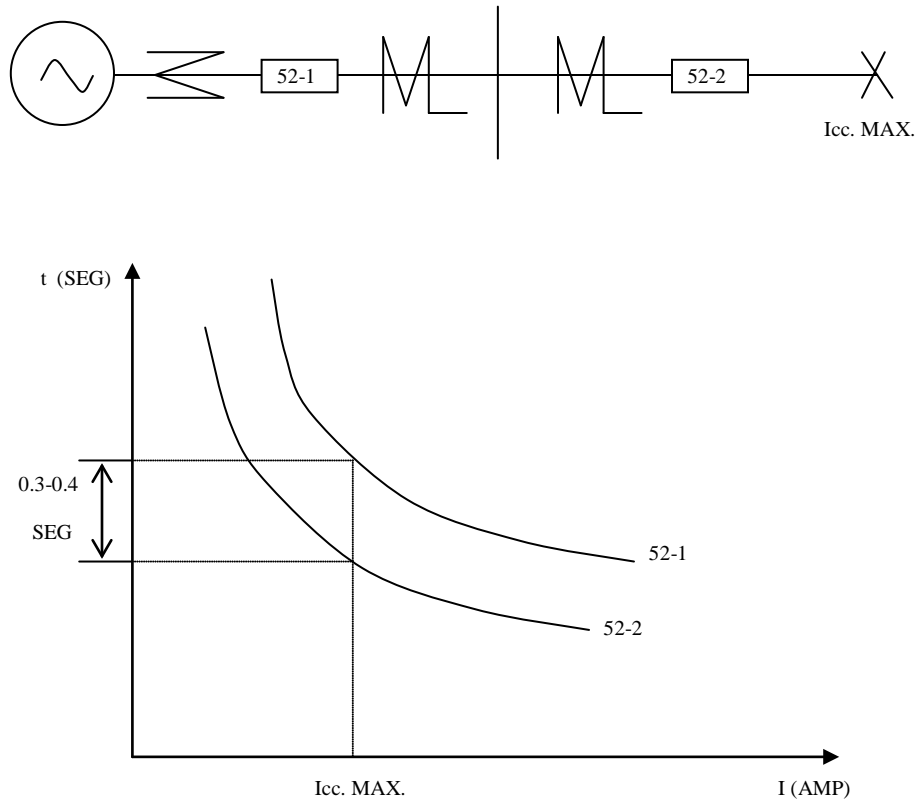


FIGURA 4.6.
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR.

Una recomendación que facilita sobremanera un estudio de coordinación cuando se aplica este criterio, es seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario o delantero con una inversidad similar a la del dispositivo de respaldo (inversa-inversa, muy inversa-muy inversa, extremadamente inversa-extremadamente inversa, etc.) lográndose mantener con esto una separación uniforme entre ambas curvas al ser sus trayectorias prácticamente paralelas.

Si se desea asegurar la no ocurrencia de disparos en falso de la protección de respaldo, sobretodo para márgenes de coordinación muy estrechos de 0.3 segundos o incluso menores, es practica común seleccionara la característica tiempo-corriente del dispositivo primario con una mayor inversidad que la del dispositivo de respaldo (inversa-muy inversa, inversa-extremadamente inversa, muy inversa-extremadamente inversa, etc.); con esto las curvas de ambas protecciones tienden a separarse en valores de falla con mayor magnitud, y aunque sus trayectorias parecen aproximarse en corrientes menores, en razón de la propia conformación log-log del plano coordinado tiempo-corriente.

De manera contraria a lo anteriormente señalado, un estudio de coordinación se vera seriamente comprometido, si la característica tiempo-corriente del dispositivo primario es seleccionada con una inversidad menor que el dispositivo de respaldo, en razón del acercamiento de curvas para altos valores de falla.

IV.4.2. CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE.

La aplicación de este tipo de arreglos se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, y el fusible como protección de un ramal sobre la línea de distribución.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de cuando menos 0.3 segundos entre la curva **MCT** del fusible y la característica del relevador para la máxima corriente de corto circuito común a ambos dispositivos.

En base a las características del sistema de distribución, y tomando como base el arreglo mostrado en la figura 4.7 es posible realizar la coordinación de protecciones de diferentes maneras observando las siguientes consideraciones.

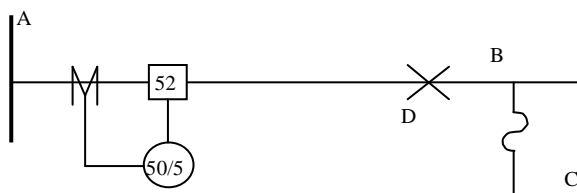


FIGURA 4.7.
ARREGLO RELEVADOR-FUSIBLE.

Si el ramal B-C es muy importante, puede en primera instancia utilizarse un restaurador. Sin embargo, si por diversas razones no se justifica el empleo de tal dispositivo se recomienda aplicar el siguiente criterio, mismo que se ilustra en la figura 4.8.

Con la operación selectiva de la unidad instantánea del relevador de sobre corriente, para cualquier falla en ese ramal, el primer disparo lo efectúa el propio relevador, reenergizando el circuito a través del relevador de recierre o de la función de recierre.

Posteriormente al cerrar el interruptor y mediante un arreglo en el circuito de control del esquema (para relevadores electromagnéticos o estáticos) o por programación (para relevadores microprocesados), es inhibida o bloqueada la acción de la unidad instantánea del relevador, de tal forma que si la falla persiste, se fundirá el fusible debido al margen de coordinación de 0.3 segundos mantenido entre su característica **MCT** y la característica de la unidad 51 del relevador. En esta opción de aplicación del criterio pueden destacarse algunas ventajas y desventajas, mismas que deben evaluarse para definir la procedencia o improcedencia del mismo para el sistema particular estudiado.

Dentro de las ventajas puede citarse que como aproximadamente el 85% de las fallas son de naturaleza transitoria, estas pueden ser eliminadas durante el primer disparo del interruptor, siendo muy posible que por medio del recierre del interruptor quede todo normalizado y no sea necesaria la reposición de un fusible operado por una falla de naturaleza transitoria.

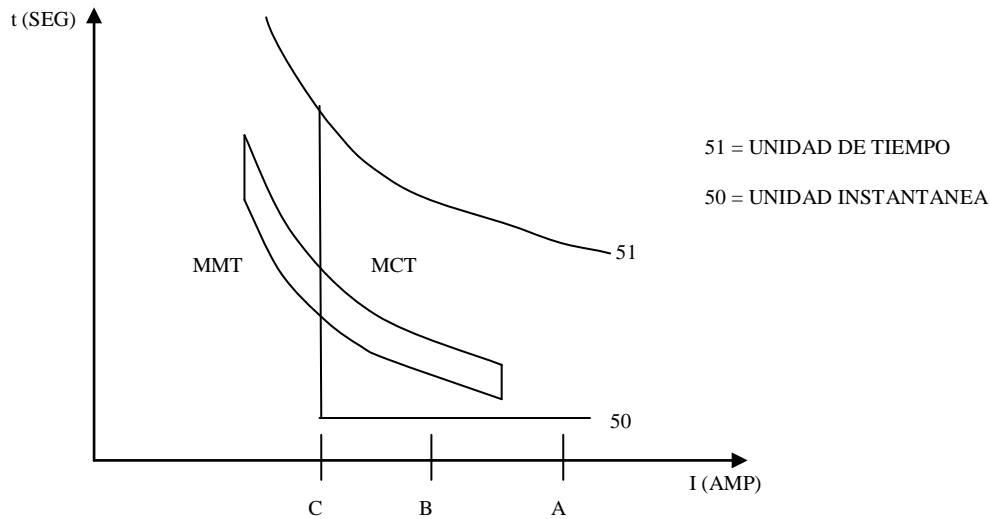


FIGURA 4.8.
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE CON AJUSTE SELECTIVO DE SOBREALCANSE EN LA UNIDAD INSTANTÁNEA DEL RELEVADOR.

Sin embargo también es de destacar dentro de las desventajas, el que un mayor número de usuarios o clientes de todo el circuito se ven afectados (aunque transitoriamente), debido a la falla en un ramal.

Además con este arreglo se tiene el inconveniente de que independientemente de la ubicación de la falla, se tendrán disparos selectivos de la unidad instantánea determinados por la secuencia establecida.

Así de esta manera, si una falla de naturaleza permanente ocurriese a la salida del alimentador de distribución, únicamente sería despejada en alta velocidad durante el primer disparo del interruptor, correspondiendo el resto de los libramientos a las operaciones demoradas de la unidad de tiempo 51. Lo anterior representa obviamente mayores esfuerzos al transformador de potencia de la subestación, con los consiguientes efectos sobre la vida útil del mismo.

Como una alternativa a la anterior opción del arreglo relevador-fusible, puede pensarse en recortar el ajuste de la unidad instantánea del relevador, aumentando el ajuste de su corriente de operación, para que bajo ninguna condición detecte falla en la zona de cobertura del fusible, es decir estableciendo la conveniencia de insensibilizar la operación por instantáneo en el relevador para todos los ramales con fusibles. A demás se hace necesario eliminar el arreglo selectivo de operación de la unidad instantánea, mencionado anteriormente, con lo cual la acción de la unidad 50, solo será función de la magnitud y por lo tanto de la ubicación de la falla. Si se justifica el empleo de tal alternativa se recomienda aplicar el criterio que se ilustra en la figura 4.9.

Para fallas entre B-C se funde el fusible sin afectar todo el circuito. El margen de coordinación entre la característica tiempo-corriente de la unidad 51 y la curva **MCT** del fusible se fija generalmente entre 0.3 y 0.4 segundos.

Una variante de esta alternativa, se presenta cuando el ramal protegido por el fusible, se encuentra demasiado cerca de la subestación, situación bajo la cual se hace prácticamente imposible recortar el alcance de la unidad instantánea, existiendo siempre la posibilidad de librar fallas dentro de la zona de protección del fusible, en alta velocidad desde la subestación.

Para estos casos la única solución para la coordinación relevador-fusible, en donde por razones de continuidad del servicio, no se desea utilizar el arreglo de disparo selectivo de la unidad instantánea, es bloquear la

operación de dicha unidad; lo que redundará en mayores esfuerzos sobre el transformador, cuando se presenten fallas de naturaleza permanente en la cercanía de la subestación y sobre la línea troncal del circuito.

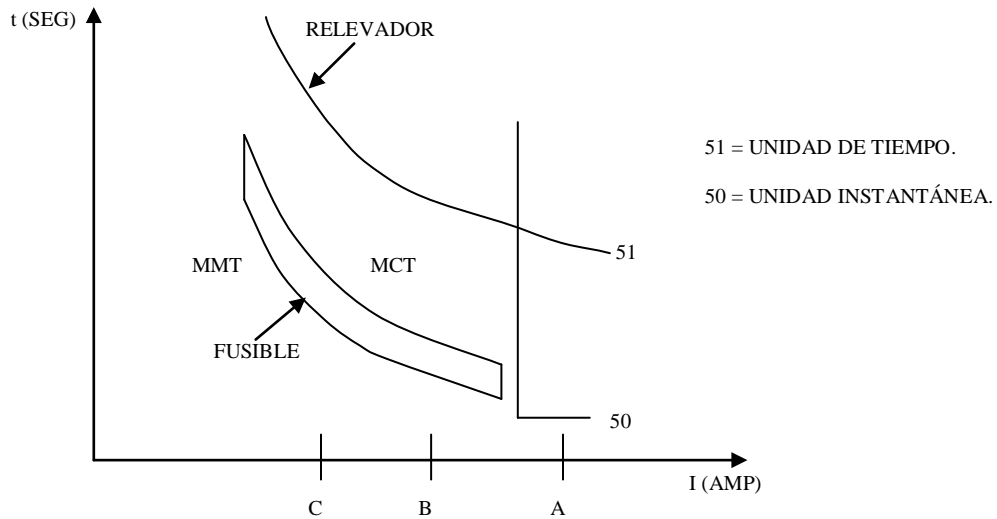


FIGURA 4.9.
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE CON AJUSTE DE ALCANCE RECORTADO EN LA UNIDAD INSTANTÁNEA DEL RELEVADOR.

Si se justifica el empleo de tal variante se recomienda aplicar el criterio que se ilustra en la figura 4.10, donde de manera similar a la anterior, para fallas entre B-C se funde el fusible sin afectar al resto del circuito. De igual forma el margen de coordinación entre la característica tiempo-corriente de la unidad 51 y la curva MCT del fusible se fija entre 0.3 y 0.4 segundos.

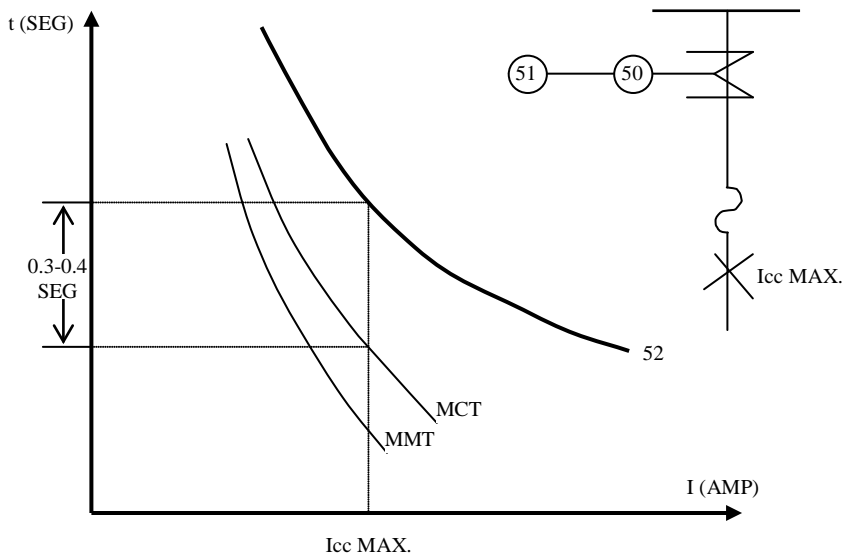


FIGURA 4.10.
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE CON UNIDAD INSTANTÁNEA DEL RELEVADOR BLOQUEADA.

Cabe señalar que podría considerarse y con plena justificación que respecto a estas dos últimas alternativas, no se cumple con todo lo establecido y relacionado con la filosofía de protecciones, al no estar cubierta la zona de protección del fusible, contra la ocurrencia de fallas de naturaleza transitoria.

Sin embargo tal aspecto puede ser resuelto (con las limitaciones del caso) si en el ramal o ramales son instalados fusibles de triple disparo.

IV.4.3. CRITERIOS DE COORDINACIÓN RELEVADOR-SECCIONALIZADOR.

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en diferentes localidades, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, y el seccionalizador como “protección” (equipo de seccionamiento) de un ramal sobre la línea de distribución.

Como se explico en el capítulo anterior, un seccionalizador cuenta la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un dispositivo de respaldo y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos.

El seccionalizador no tiene capacidad interruptiva par corrientes de falla, aunque si tiene la suficiente para abrir el circuito con carga normal. Cuando es debidamente aplicado abrirá la línea cuando ésta se encuentre desenergizada.

Si la corriente que fluye a través del seccionalizador es mayor al 160% de la capacidad nominal de su bobina y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla, entonces el seccionalizador realizará una cuenta, repitiéndose el proceso hasta el momento en que al llegar a la cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos quedando abierto, debiéndose reponer manualmente.

Si la falla es transitoria, el seccionalizador se repone a su estado original, para lo que requiere un determinado tiempo (mismo que depende del número de conteos efectuados), el cual para seccionalizadores hidráulicos es de aproximadamente un minuto y para los electrónicos puede ser seleccionable.

Como los seccionalizadores no tienen una característica de operación tiempo-corriente, su coordinación con un relevador, no requiere la aplicación de un criterio donde se definan márgenes de tiempo entre curvas.

De tal forma que el criterio de coordinación establece que para este par de dispositivos únicamente es necesario cumplir con los siguientes aspectos, mismos que se ilustran de manera grafica en la figura 4.11.

1. Asegurar que el número máximo de conteos ajustados en el seccionalizador sea igual o menor al número de recierres ajustados en el relevador.
2. Vigilar que la mínima corriente de falla en la zona de cobertura del seccionalizador sea superior al 160% de la capacidad nominal de su bobina o a su corriente mínima de conteo.
3. Vigilar que cualquier falla dentro de la zona de cobertura del seccionalizador, sea detectado por el relevador.
4. Verificar que la curva de daño del seccionalizador se encuentre por arriba de la característica tiempo-corriente del relevador, para el valor máximo de corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

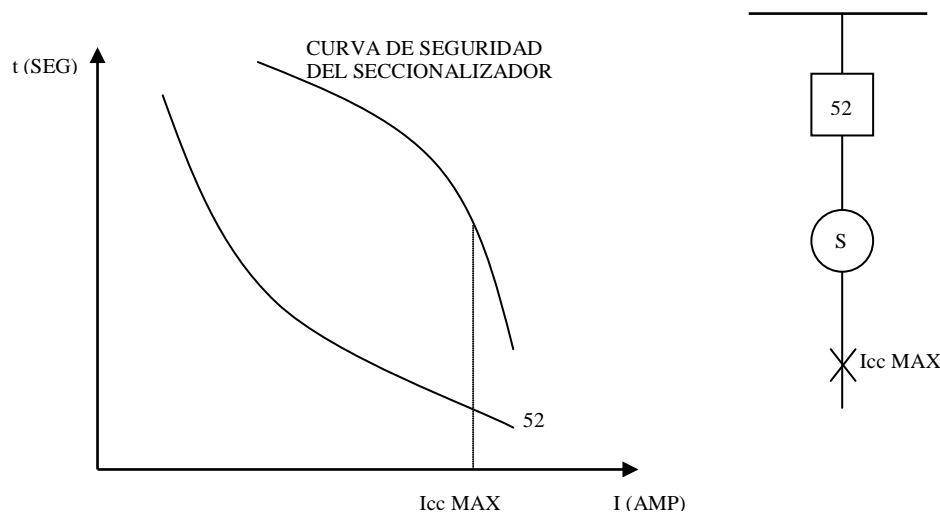


FIGURA 4.11.
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-SECCIONALIZADOR.

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

Lo anterior en razón de que el tiempo de apertura de algunos seccionalizadores puede ser del orden de 30 ciclos hacia arriba, y una reenergización del circuito en alta velocidad podría originar el re-encendido de la corriente de falla a través de los contactos del seccionalizador, cuando estos no hayan aún completado su carrera de apertura con el consiguiente daño del equipo.

Finalmente es importante destacar que la aplicación de seccionalizadores representa una excelente alternativa de solución, para aquellas situaciones donde por las características del sistema de distribución, se complica o se dificulta la utilización de otros dispositivos tales como fusibles.

IV.4.4. CRITERIOS DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR.

La aplicación de este arreglo puede presentarse generalmente de dos maneras dentro de un sistema de distribución, en dispositivos ubicados en la misma subestación y entre dispositivos instalados en ubicaciones remotas. En los alimentadores de LyF se utiliza el arreglo remoto, el cual explicaremos en este inciso.

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

Desde luego que el criterio se hace mas crítico cuando se trata de la primera aplicación, en razón de que no puede admitirse bajo ninguna circunstancia disparos simultáneos de ambos dispositivos.

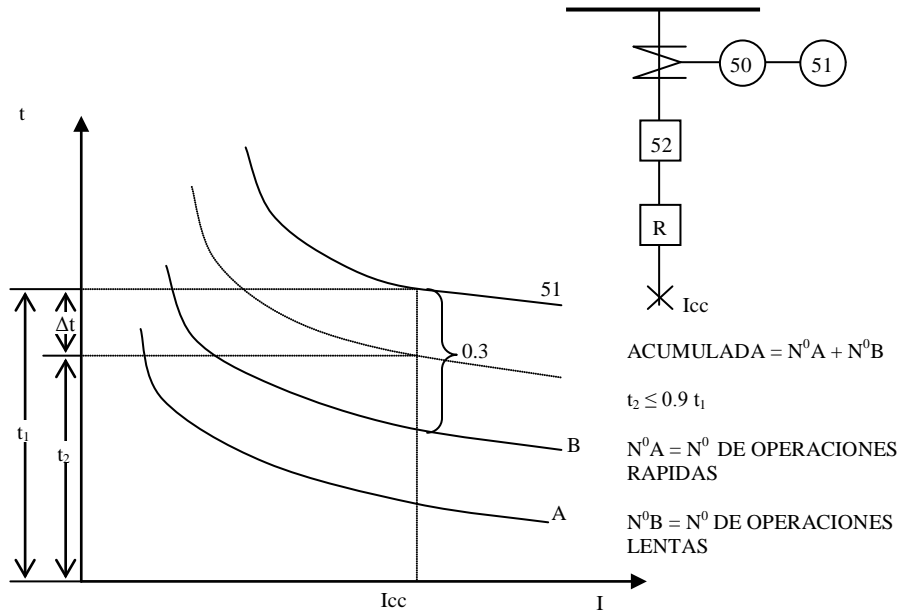
Caso contrario para la segunda aplicación, donde para ciertos casos, podría permitirse un disparo simultaneo durante la ultima operación del restaurador.

Tal flexibilidad es posible en virtud de que el dispositivo de respaldo en esta ocasión corresponde al alimentador de distribución y al disponer de la función de recierre automático, no originara una interrupción

prolongada sobre la totalidad del circuito, a pesar de esta flexibilidad no es conveniente que se presente el disparo simultaneo de ambos dispositivos.

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

El criterio anterior se muestra gráficamente en la figura 4.12. explicándose posteriormente la razón por la que es necesario considerar un efecto acumulativo en la característica tiempo-corriente “lenta” del restaurador.



NOTA: LA CURVA ACUMULADA SOLO SE CONSIDERA PARA COORDINACIÓN CON RELEVADORES ELECTROMECÁNICOS.

FIGURA 4.12.
CRITERIO DE COORDINACIÓN RELVADOR-RESTAURADOR.

Para el caso de relevadores electromecánicos de sobrecorriente, en un estudio de coordinación de protecciones con un restaurador, es necesario considerar un análisis particular considerando lo siguiente:

- b) Un interruptor abre y despeja la falla vario ciclos después de que su relevador de sobrecorriente asociado opera.
- c) El tiempo de reposición (regreso del disco a su posición inicial) para un relevador electromecánico es considerablemente largo y si la corriente de falla vuelve a presentarse antes de que el relevador se haya repuesto completamente, el disco de este avanzara nuevamente hacia el punto de cierre entre contactos móvil y fijo, desde la ultima posición de reposición incompleta.

Par aclarar de una manera más amplia estas consideraciones, a continuación se presenta un ejemplo ilustrativo:

- RELEVADOR: Ajustado en dial 5 con un tiempo de operación para una falla adelante del restaurador de 0.6 segundos y con un tiempo de 30 segundos para reponerse totalmente.

- RESTAURADOR: Ajustado a una secuencia de operación 2A-2C, con un intervalo de recierre de 2 segundos y tiempos de despeje de una falla adelante del mismo de 0.035 segundos para la curva "A" y de 0.3 segundos para la curva "C".

Al producirse la falla de naturaleza permanente adelante del restaurador, operara este en su curva "A" despejando la falla. Por su parte el relevador asociado al interruptor iniciara su carrera durante 0.035 segundos (que es le tiempo de la curva "A" del restaurador), avanzando cierto porcentaje de su carrera total de acuerdo a la siguiente ecuación:

Avance del contacto móvil después del primer disparo del restaurador.

$$\frac{T_{de\ disparo\ del\ restaurador\ para\ la\ max.\ c.c.}}{T_{de\ disparo\ del\ relevador\ para\ la\ max.\ c.c.}} \times 100$$

$$\frac{0.035}{0.6} \times 100 = 5.8\%$$

A continuación y después que el restaurador abrió para liberar la falla durante 2 segundos (correspondiente a su tiempo de recierre), el relevador del interruptor se repondrá, regresando otro cierto porcentaje de su carrera total de acuerdo a la siguiente ecuación:

Regreso del contacto móvil durante el tiempo del primer recierre del restaurador.

$$\frac{T_{de\ recierre\ del\ restaurador}}{T_{de\ recuperación\ del\ disco\ del\ relevador}} \times 100 \dots\dots\dots(4.2)$$

$$\frac{2}{30} \times 100 = 6.7\%$$

Lo cual significa que el tiempo de recierre del restaurador permite una reposición completa del relevador para la operación de secuencia rápida del restaurador. De manera similar será el comportamiento del relevador para la segunda operación del restaurador, al ser esta también en su curva "A".

Sin embargo cuando el restaurador libra la falla ahora mediante su curva "C", el relevador iniciara su carrera durante 0.3 segundos (que es el tiempo de la curva "C" del restaurador), avanzando en esta ocasión un mayor porcentaje de su carrera total de acuerdo a la siguiente ecuación:

Avance del contacto móvil después del tercer disparo del restaurador.

$$\frac{0.3}{0.6} \times 100 = 50\%$$

A continuación el relevador se repondrá durante los dos segundos del tiempo correspondiente al tercero y ultimo recierre del restaurador, de acuerdo a la siguiente expresión:

Regreso del contacto móvil durante el tiempo del tercer recierre del restaurador.

$$\frac{2}{30} \times 100 = 6.7\%$$

Estando por consiguiente la posición del contacto móvil, definida por la siguiente expresión:

Avance neto del contacto móvil durante el tiempo del tercer recierre del restaurador.

$$50\% - 6.7\% = 43.3\%$$

Al realizar el restaurador su último recierre y despejar nuevamente la falla con su curva “C”, el relevador tendrá el mismo comportamiento que para el anterior disparo, es decir, un avance del disco de:

$$\frac{0.3}{0.6} \times 100 = 50\%$$

Por lo que a partir del despeje definitivo de la falla permanente por parte del restaurador, el avance acumulado del disco del relevador estará determinado por:

Avance acumulado del contacto móvil después del último disparo del restaurador.

$$50\% + 43.3\% = 93.3\%$$

En este momento al abrir el restaurador definitivamente por falla permanente, impide que el interruptor dispare también, es decir que la secuencia de operación del restaurador no produce un efecto acumulativo tal que pueda originar la operación del relevador, existiendo por lo tanto una adecuada coordinación.

Aunque lo anterior podría considerarse totalmente cierto, durante dicho análisis no se han tomado en cuenta aspectos reales como la inercia del disco, los márgenes de tolerancia y precisión existentes para todos los parámetros manejados, etc., además de considerar que el mantenimiento de los restauradores no siempre es el adecuado.

Por tal motivo es deseable de acuerdo a la experiencia, pruebas y mediciones realizadas en tal sentido, que para evitar un disparo por parte del relevador, el avance del disco no exceda del 90% de su carrera total.

Entonces y con referencia al ejemplo planteado, cabría señalar que aún y cuando el margen de coordinación existente de 0.3 segundos entre la curva lenta del restaurador y la característica del relevador, no puede asegurarse una total coordinación, debido a la posibilidad de disparo por **sobre viaje** del relevador durante la última operación del restaurador.

Como puede observarse, al realizar este tipo de análisis para cada caso de estudio, representa un mayor tiempo, aun y cuando en la mayoría de los casos la información real no está disponible, siendo necesario efectuar pruebas y mediciones para obtenerla.

Es por esta razón que el criterio se ha simplificado mediante la sustitución de dicho análisis por el concepto de **curva acumulada del restaurador**, que no es más que la representación gráfica de la suma de las características tiempo-corriente de cada una de las operaciones de disparo correspondientes a la secuencia de operación seleccionada para el restaurador.

Resumiendo lo anterior, debe existir una diferencia mínima equivalente al 10% del tiempo entre la curva del relevador, y la curva acumulada del restaurador, para la máxima corriente de corto circuito común a ambos equipos, que en otras palabras significa que el porcentaje total de avance del relevador para el ciclo completo de operaciones del restaurador debe ser como máximo el 90% del recorrido completo.

Lo anterior independientemente del margen de coordinación de 0.3-0.4 segundos, que debe existir entre la curva lenta del restaurador y la característica del relevador.

Para el caso de contar con un relevador estático y/o digital no se requiere la coordinación con la curva acumulada del restaurador, ya que la reposición de este tipo de dispositivos es prácticamente instantánea,

debiéndose respetar únicamente el tiempo de separación entre curvas de 0.3-0.4 segundos entre ambas protecciones para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

IV.4.5. CRITERIOS DE COORDINACIÓN RELEVADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE.

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, el seccionalizador como “protección”(equipo de seccionamiento) de un ramal sobre la línea de distribución y el fusible como protección de un subramal derivado del ramal donde se ubica el seccionalizador.

La utilización de este arreglo es sumamente simple, en razón de que el criterio no da opción a diferentes ajustes tanto del interruptor como del seccionalizador.

Los pasos a seguir para la coordinación entre estos 3 dispositivos están dados por la siguiente secuencia.

- 1°. El relevador y el fusible se coordinan como fue descrito en el inciso 4.4.2, con la opción de disparo selectivo de la unidad 50 del relevador.
- 2°. El relevador de recierre automático debe ajustarse a un mínimo de 3 intentos de recierre, y con una secuencia de operación para el interruptor de un disparo instantáneo (50) y tres disparos retardados (51).
- 3°. Que el relevador y el seccionalizador se coordinan como fue descrito en el inciso 4.4.3, con un ajuste único de 3 conteos para el seccionalizador.

Con tales consideraciones y para una falla de naturaleza permanente en la zona de cobertera del fusible; durante la primera operación del arreglo, el interruptor dispara mediante la unidad instantánea del relevador de sobrecorriente, permitiendo la no operación del fusible (para poder eliminar aproximadamente un 85% de las fallas de naturaleza transitoria) y el seccionalizador efectuara su primer conteo.

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

Al ser eliminada la falla por la operación del fusible, tanto el interruptor como el seccionalizador permanecen cerrados y reponen su secuencia de operación en razón de no haber completado sus ciclo de ajuste para bloqueo respectivo.

Cualquier otra selección diferente de ajuste tanta en el interruptor como en el seccionalizador, redundará para fallas de naturaleza permanente en la zona de cobertura del fusible, en operaciones no selectivas del arreglo, tal y como se indica a continuación:

- Con una secuencia en el interruptor de 2 operaciones instantáneas con 2 retardadas, y un ajuste de 3 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene la fusión del fusible y la apertura del seccionalizador además de dos disparos transitorios del alimentador.
- Con una secuencia en el interruptor de 2 operaciones instantáneas con 2 retardadas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene solo la apertura del seccionalizador además de dos disparos transitorios del alimentador, sin fusión del fusible.

- Con una secuencia en el interruptor de 1 operación instantánea con 3 retardadas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionalizador; al final del ciclo se tiene además de la fusión del fusible, la apertura del seccionalizador.

IV.4.6. CRITERIOS DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE.

Este tipo de arreglos es una de los encontrados con mayor frecuencia en las redes y circuitos de distribución; el restaurador como protección de la troncal, parte de esta o en un ramal importante, y el o los fusibles como protección de ramales o subramales del sistema de distribución.

El criterio aplica la premisa de que las fallas de naturaleza transitoria sean libradas por operaciones sucesivas del restaurador evitando la fusión o el calentamiento excesivo del fusible, dispositivo que debe operar ante la presencia de una falla, al ser considerada esta como de naturaleza permanente. Para su cumplimiento el criterio establece lo siguiente:

- a) El punto máximo de coordinación para una corriente de corto circuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de las curvas rápidas del restaurador (corregida por un factor “ K_1 ”) con la característica MMT del fusible. El valor de la corriente en este punto deberá ser mayor a la máxima corriente de corto circuito común para ambos dispositivos.
- b) El punto mínimo de coordinación para una corriente de corto circuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de la característica MCT del fusible con la curva lenta del restaurador. El valor de corriente en este punto deberá ser menor a la corriente mínima de corto circuito común a ambos dispositivos.
- c) El rango de corrientes definido entre estos dos puntos, es el rango de coordinación para el cual se cumple la premisa establecida para el criterio. Para niveles de falla fuera de dicho rango, se tendrán operaciones no selectivas con otro comportamiento del arreglo y que pudieran ser indeseables.

El denominado factor “ K_1 ” corresponde a un multiplicador que desplaza la curva rápida del restaurador verticalmente sobre el eje coordenado del tiempo, par compensar el efecto de calentamiento-enfriamiento sufrido por el fusible debido a las operaciones rápidas de disparo y recierre del restaurador. Es decir, se trata de un factor de seguridad para evitar la fusión, el calentamiento excesivo o la deformación irreversible del fusible durante las primeras operaciones del restaurador.

Obviamente dicho factor es mayor, cuanto más severas son las condiciones para el fusible, como lo son los ciclos de calentamiento a los que se ve sometido y el tiempo permitido para su recuperación (mayor número de recuperaciones rápidas y tiempos de recierre cortos).

En la tabla 4.1. se muestran los valores de dichos factores para una marca y tipo de restauradores en particular.

TIEMPO DE RECIERRE	UNA OPERACIÓN RÁPIDA	DOS OPERACIONES RÁPIDAS
2 SEGUNDOS	1.2	1.35
1 SEGUNDO	1.2	1.35

TABLA 4.1.
FACTORES “ K_1 ” PARA COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE.

El criterio se ilustra gráficamente en la figura 4.12, explicándose posteriormente las diferentes opciones existentes en función de las secuencias de ajuste disponibles en el restaurador.

Para hacer posible la coordinación entre ambos dispositivos, el restaurador debe percibir todas las corrientes de falla en la zona protegida por el fusible.

Un restaurador tiene amplias posibilidades de ajuste en función de su secuencia de operación, sin embargo únicamente algunas secuencias son las apropiadas para utilizarse en arreglos restaurador-fusible.

Las recomendadas son aquellas que incluyen, dependiendo de la importancia de la zona protegida por el fusible, a una o dos operaciones rápidas seguidas de las complementarias operaciones lentas.

Con auxilio de la figura 4.12, a continuación se describe la operación del arreglo, para todas las posibilidades de ajuste.

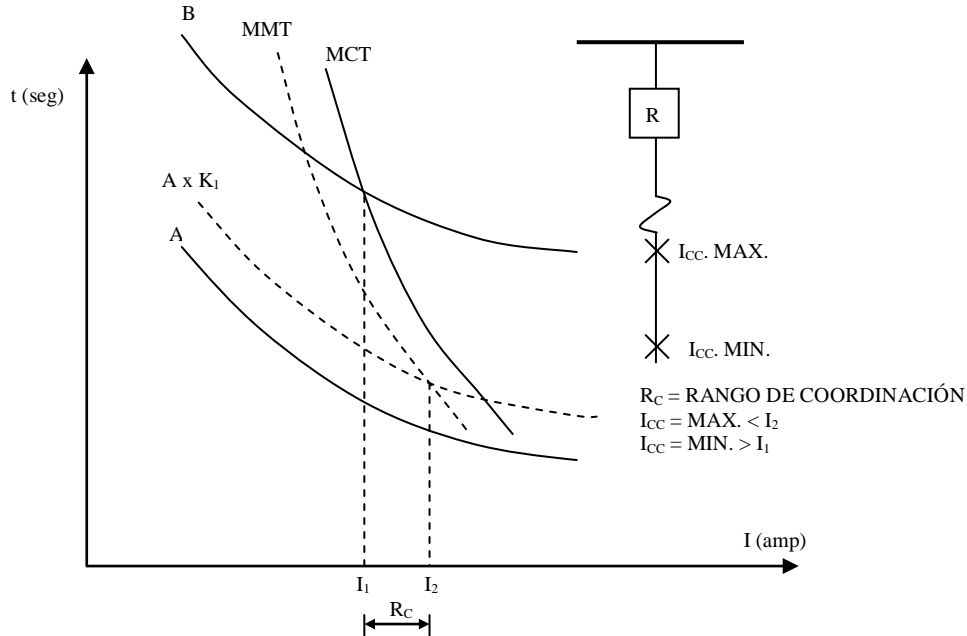


FIGURA 4.12.
CRITERIOS DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE.

IV.4.6.1. SECUENCIA 2A-2B.

Excelente coordinación para ramales importes o del tipo rural donde la indisponibilidad de personal operativo impide la oportuna y frecuente reposición de fusibles fundidos, permitiendo despejar hasta un 90% de las fallas de naturaleza transitoria durante las operaciones rápidas y un 5% mas cuando el fusible opera.

Si existe el riesgo de operación del restaurador en cascada (para fallas de baja magnitud) durante la fusión del fusible, es posible seleccionar características mas lentas del equipo tales como 2A-2C, 2A-2D u otras similares.

IV.4.6.2. SECUENCIAS 1A-3B Y 1A-2B.

Buena coordinación para ramales de menor importancia o del tipo urbano donde la disponibilidad de personal operativo permite la oportuna y frecuente reposición de fusibles fundidos, haciendo posible despejar hasta un 85% de las fallas de naturaleza transitoria durante la operación rápida y un 5% mas cuando el fusible opera.

De manera similar al inciso anterior, es factible utilizar secuencias como 1A-3C, 1A-3D u otras similares en un caso y 1A-2C, 1A-2D u otras similares en el otro caso, para evitar el disparo en curvas lentas del restaurador por el “efecto cascada”.

Cabe señalar por otra parte, que la secuencia 1 rápida- 3 lentas es la única alternativa de solución cuando se instala un seccionizador automático entre el restaurador y el fusible.

IV.4.6.3. SECUENCIAS 3A-1B, 2A-1B Y 1A-1B.

No se recomienda en razón de la posibilidad existente (para fallas de baja magnitud), de disparo durante la única operación lenta del restaurador, originándose de esa manera una interrupción no selectiva permanente en una mayor zona del sistema.

Su no aplicación es extensiva a secuencias como 3A-1C, 3A-1D u otras similares en el primer caso; 2A-1C, 2A-1D u otras similares en el segundo caso y; 1A-1C, 1A-1D u otras similares en el tercer caso.

IV.4.6.4. SECUENCIAS 4A, 3A Y 2A.

No se tiene coordinación alguna con estos ajustes, quedando en todos los casos abierto el restaurador e intacto el fusible, originándose de esa manera una interrupción no selectiva permanente en una mayor zona del sistema.

Si por requerimientos del sistema se recurre a cualquiera de esos ajustes en el restaurador, la única posibilidad de coordinación es mediante la sustitución del fusible por un seccionizador automático.

IV.4.6.5. SECUENCIAS 4B, 3B Y 2B.

Aunque se tiene coordinación selectiva total con estos ajustes, no se recomiendan en razón de que el fusible siempre opera para todo tipo de fallas, siendo entonces necesario su reemplazo con mayor frecuencia, además de no cumplirse estrictamente con lo planteado por la filosofía de protecciones, al no protegerse la zona de fusible contra fallas de naturaleza transitoria.

La misma situación ocurre con las secuencias 4C, 4D, 3C, 3D, 2C, 2D u otras similares.

Si por requerimientos del sistema se recurre a cualquiera de esos ajustes en el restaurador, la única posibilidad de cumplir con lo establecido en la filosofía de protecciones es mediante la sustitución del fusible por un seccionizador automático o por un fusible de triple disparo.

IV.4.7. CRITERIOS DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR.

Este tipo de arreglo también es de los encontrados con cierta frecuencia en las redes y circuitos de distribución; el restaurador como protección de troncal, parte de esta o en un ramal importante, y el o los seccionizadores como “protección” (equipo de seccionamiento) de ramales o subramales con determinada importancia dentro del sistema de distribución.

Como se explico en el capítulo 3, un seccionizador cuenta la cantidad de veces que una corriente superior a su mínima actuante es interrumpida por un dispositivo de respaldo y después de una cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos.

El seccionizador no tiene capacidad interruptiva para corrientes de falla, aunque si tiene la suficiente para abrir el circuito con carga nominal. Cuando es debidamente aplicado abrirá la línea cuando ésta se encuentre desenergizada.

Si la corriente que fluye a través del seccionizador es mayor de 160% de la capacidad nominal de su bobina y el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla entonces el seccionizador realiza un conteo, repitiéndose el proceso hasta el momento en el que al llegar a la cantidad preseleccionada de recuentos abre sus contactos quedando abierto, debiéndose reponer manualmente.

Como los seccionizadores no tienen una característica de operación tiempo-corriente su coordinación con un restaurador, no requiere la aplicación de un criterio donde se definan márgenes de tiempo entre curvas. De tal forma el criterio de coordinación establece que para este par de dispositivos únicamente es necesario cumplir con los siguientes aspectos, mismos que se ilustran de manera gráfica en las figuras 4.13 y 4.14.

1. Asegurar que el número máximo de conteos ajustados en el seccionizador, sea igual o menor al número de operaciones de disparo menos uno, ajustadas en el restaurador.

Es decir que para asegurar la coordinación con un restaurador es necesario analizar el tiempo de retención de cuenta del seccionizador sin olvidar que debe ser menor que el número de operaciones del restaurador.

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

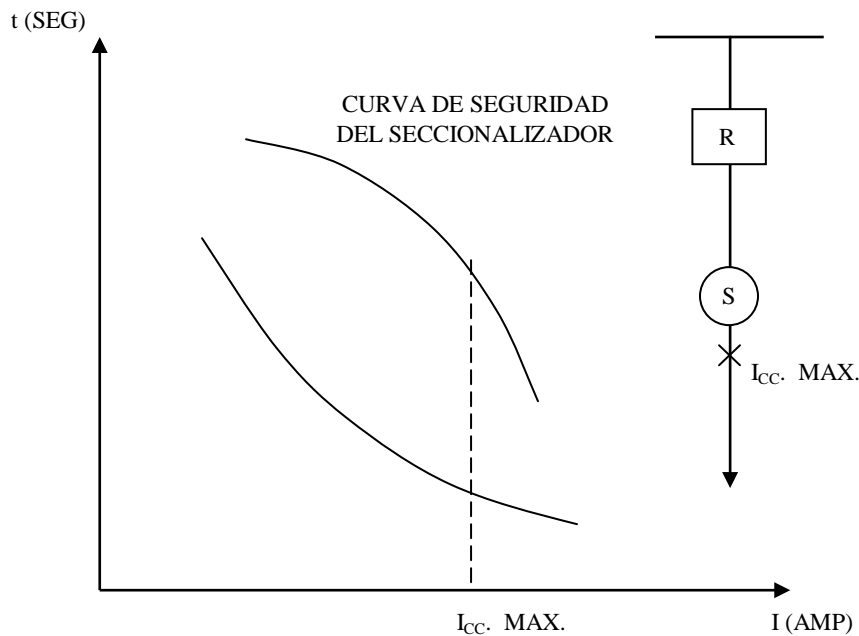


FIGURA 4.13.
CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR.

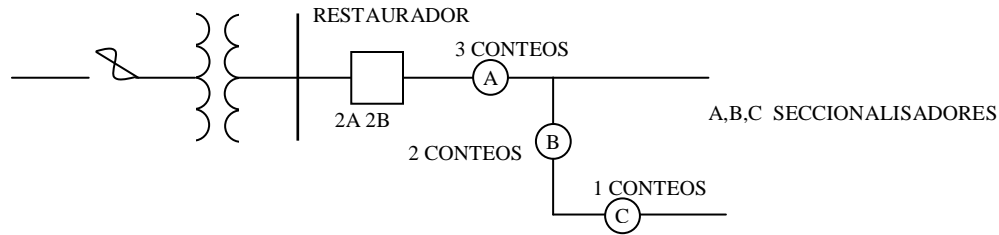


FIGURA 4.14.
ARREGLO RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR.

Dado que como se indico con anterioridad, la coordinación entre estos dos dispositivos solo es función de sus operaciones de disparo y de conteo respectivamente, la secuencia ajustada de curvas rápidas y lentas en el restaurador no representan ningún límite para el arreglo.

Si el seccionalizador es ajustado a 3 conteos, el restaurador puede tener cualquier secuencia, siempre y cuando el total de disparos sea de 4, pudiendo seleccionarse de manera indistinta por ejemplo 4A, 3A-1B, 3A-1C, 3A-1D, 2A-2B, 2A-2C, 2A-2D. 1A-3B, 1A-3C, 1A-3D, 4B, 4C, 4D, u otras similares.

Así entonces, la definición de la secuencia de ajuste en el restaurador, es mas función de la coordinación del mismo con otros equipos de protección adyacentes (relevadores, restauradores y fusibles), que la derivada de su coordinación con el seccionalizador.

Esta amplia flexibilidad que brinda el seccionalizador, lo hacen ser una excelente alternativa de solución en aquellos caso donde un estudio de coordinación de protecciones en sistemas de distribución tiene complicaciones.

Al respecto, puede señalarse que la secuencia 2A-2B en el restaurador es una buena selección para coordinar estos dos dispositivos, aunque si posteriormente el seccionalizador, requiere coordinarse con un fusible, no se considera la más adecuada como se observara en el siguiente inciso.

Por otro parte, con esta secuencia pueden coordinarse con cierta facilidad otros ramales adyacentes al restaurador que dispongan de fusibles como elementos de protección.

A continuación se relacionan algunas recomendaciones prácticas par la aplicación de este arreglo, mismas que son producto de la experiencia acumulada durante el transcurso del tiempo, en la operación de los sistemas de distribución:

- Con un restaurador hidráulico y un seccionalizador hidráulico se asegura la coordinación, cuando tanto el restaurador como el seccionalizador, utilizan bobinas con el mismo régimen continuo.
- La suma de los tiempos de corte y recierre del restaurador, no deben exceder el tiempo de memoria del seccionalizador, ya que este puede recuperar su conteo inicial.
- En el caso de la corriente de carga o mínima de falla, cuando esta excede la corriente actuante del seccionalizador pero se encuentra por debajo de la del restaurador, el seccionalizador cuenta y puede abrir el circuito innecesariamente. Este problema se elimina seleccionando las bobinas por encima de cualquier corriente de entrada probable.
- Otra alternativa de solución al caso anterior, es instalar en el seccionalizador un accesorio de restricción de voltaje el cual hace que el corte quede bloqueado mientras exista tensión del lado de la alimentación del seccionalizador. Con la utilización de este accesorio puede incluso instalarse un seccionalizador entre dos restauradores.
- Si la corriente de entrada hace que el restaurador corte, la tensión del seccionalizador se pierde y abrirá innecesariamente. Si se instala un accesorio de restricción de corriente de entrada en el seccionalizador,

el problema se elimina, ya que detecta si la falla ocurre antes o después del seccionizador para que en caso de que sea después de este, puede operar normalmente bloqueando su operación si la falla ocurre entre el restaurador y el seccionizador.

- El seccionizador debe tener como número máximo de conteo una operación menos que el número de disparos ajustados en el dispositivo de respaldo. La capacidad de la bobina del seccionizador debe ser menor o igual que la del restaurador y el restaurador debe tener buena sensibilidad para detectar corrientes de falla mínimas en la zona de protección del seccionizador.
- Si se instala otro seccionizador en serie, debe ajustarse a un conteo menos que el primero.

Finalmente, se reitera que la aplicación de seccionizadores representa una alternativa de solución, para aquellas situaciones donde por las características del sistema de distribución, se complica o dificulta la utilización de otros dispositivos tales como fusibles.

IV.4.8. CRITERIOS DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE.

La aplicación de este tipo de arreglo puede darse con el restaurador como protección de la tronca, una porción de esta o un ramal importante en un circuito de distribución; el seccionizador como “protección” (equipo de seccionamiento) de un ramal o subramal sobre la línea de distribución y el fusible como protección de un subramal derivado del ramal donde se ubica el seccionizador.

De manera similar a lo indicado en el inciso 4.4.5, la utilización de este arreglo es sumamente simple, en razón de que el criterio no da opción a diferentes ajustes tanto del restaurador como del seccionizador.

Los pasos a seguir para la coordinación entre estos 3 dispositivos están dados por la siguiente secuencia.

- 1°. El restaurador y el fusible se coordinan como fue descrito en el inciso 4.4.6.
- 2°. El restaurador debe ajustarse únicamente con una secuencia de una operación rápida y tres lentas.
- 3°. El restaurador y el seccionizador se coordinan como fue descrito en el inciso 4.4.7, con un ajuste único de 3 conteos para el seccionizador.

Con tales consideraciones y para una falla de naturaleza permanente en la zona de cobertura del fusible; durante la primera operación del arreglo, el restaurador dispara mediante su primera curva rápida, permitiendo la no operación del fusible (para poder eliminar aproximadamente un 85% de las fallas de naturaleza transitoria) y el seccionizador efectuara su primer conteo.

Al recerrar el restaurador, dicho equipo percibe la falla mediante su primera curva lenta; originando en esta ocasión la operación del fusible y efectuando el seccionizador su segundo conteo (esto debido a que este dispositivo censa aparición y corte de una sobrecorriente, aunque dicho corte es efectuado no por el dispositivo de respaldo, sino por el fusible delantero).

Al ser eliminada la falla por la operación del fusible, tanto el restaurador como el seccionizador permanecen cerrados y reponen sus secuencias de operación en razón de no haberse completado sus ciclos de ajuste para bloqueo respectivo. El criterio como se describe, se encuentra ilustrado de manera gráfica en la figura 4.15.

Cualquier secuencia del restaurador que involucre una operación rápida y 3 operaciones lentas (1A-3B, 1A-3C, 1A-3D, u otras similares) es la adecuada, teniendo cuidado en que la curva de seguridad del seccionizador quede por arriba de la curva acumulada del restaurador, para la máxima corriente de falla común a ambos dispositivos.

La única desventaja del arreglo es que al fusible solo se le da la oportunidad de no fundirse en una ocasión, despejándose durante la primera operación rápida el 85% de las fallas transitorias.

Cualquier otra selección diferente de ajuste tanto en el restaurador como en el seccionizador, redundará para fallas de naturaleza permanente en la zona de cobertura del fusible, en operaciones no selectivas del arreglo, tal y como se indica a continuación:

- Con una secuencia en el restaurador de 2 operaciones rápidas y 2 lentas, y un ajuste de 3 conteos en el seccionizador; al final del ciclo se tiene la fusión del fusible y la apertura del seccionizador además de dos disparos transitorios del restaurador.
- Con una secuencia en el restaurador de 2 operaciones rápidas y 2 lentas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionizador; al final del ciclo se tiene solo la apertura del seccionizador además de dos disparos transitorios del restaurador, sin fusión del fusible.
- Con una secuencia en el restaurador de 1 operación rápida y 3 lentas, y un ajuste de 2 conteos en el seccionizador; al final del ciclo se tiene además de la fusión del fusible, la apertura del seccionizador.

Cabe señalar sin embargo, que otras secuencias de operación del restaurador, tales como 2A-2B, 2A-2C, 2A-2D, u otras similares, es posible implementarlas en el arreglo solo si el seccionizador esta equipado con un accesorio de restricción de voltaje. En tal caso, la operación de un fusible más allá del seccionizador, no provoca el conteo y corte del dispositivo, debido a que siempre habrá presencia de tensión en el lado fuente del seccionizador.

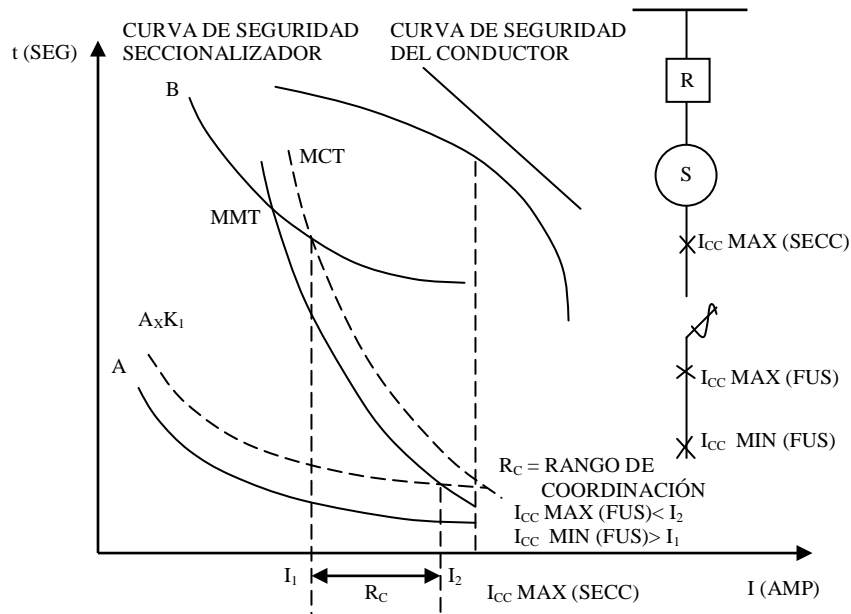


FIGURA 4.15.
CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE.

IV.4.9. CRITERIOS DE COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE.

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en una línea o red de distribución, siendo el fusible de respaldo, la protección de un ramal o subramal del circuito y pudiendo ser el fusible delantero o primario, la protección de un subramal o bien de un transformador de distribución.

El criterio establecido que debe existir en margen mínimo en tiempo de coordinación del 25% del tiempo de la característica MMT del fusible de respaldo, entre esta y la curva característica MCT del fusible delantero o primario, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Con dicho margen se pretende no solo que el fusible de respaldo no opere sino que el calentamiento transitorio al que se ve sometido no provoque siquiera alguna modificación del tipo irreversible en sus características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

De otro modo, si se define a t_2 como el tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo para la falla de referencia y a t_1 como el tiempo de máximo de apertura del fusible delantero o primario por la misma falla, el criterio puede ser escrito como:

$$t_1 \leq 0.75 * t_2 \dots\dots(4.3)$$

Es decir que la curva MCT del fusible lado carga no debe exceder el 75% en tiempo de la curva MMT del fusible lado fuente para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos fusibles.

Por otra parte cabe señalar que en un estudio de coordinación de protecciones en donde se involucran fusibles, debe contarse dentro de la información requerida, con las características de operación tiempo-corriente garantizadas por el fabricante.

Así entonces cada estudio de coordinación de protecciones identifica a uno o varios tipos específicos de elementos fusibles cada uno de los cuales se encuentra asociado al régimen de corriente que debe utilizarse para asegurar una coordinación adecuada.

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

Una acción que simplifica y facilita tal labor de reemplazo, es tratar de uniformizar las capacidades de todos los fusibles “primarios” que se encuentren coordinados con un dispositivo de respaldo común, sea este, relevador, fusible o seccionalizador.

Esto puede lograrse desde el estudio de coordinación de protecciones, seleccionando la capacidad del fusible mas crítico en cuanto a condiciones de carga y cortocircuito se refiera, y aplicar esa misma capacidad al resto de los elementos.

Generalmente sí existe coordinación con el elemento crítico, la misma se mantiene con los elementos menos críticos. De esta manera el “stock” del liniero en cuanto a fusibles necesarios para reemplazo, se reduce de una extensa variedad a unas cuantas capacidades.

En la figura 4.16 se ilustra gráficamente la aplicación de este criterio.

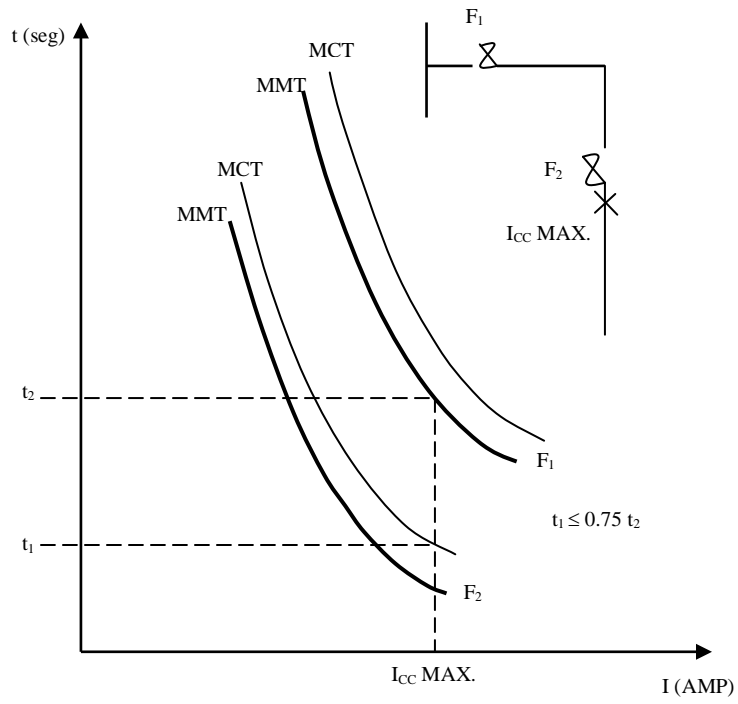


FIGURA 4.16.
CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE.

CAPÍTULO V.

EJEMPLOS DE COORDINACIÓN.

V.1. INTRODUCCIÓN.

Con los criterios de coordinación descritos en el capítulo cuatro, ahora podemos realizar algunos ejemplos de coordinación para los principales dispositivos de protección (los cuales se mencionaron en el capítulo tres), que se encuentran presentes en un alimentador.

Los sistemas de distribución que maneja LyF, se pueden clasificar en:

- Redes aéreas.
- Redes subterráneas.

También podemos clasificarlos por su conexión física actual:

- Radiales.
- Red automática.

Es importante mencionar que la red automática solo se tiene en redes subterráneas. El tipo de alimentadores, para los cuales se analizará la coordinación de las protecciones, serán del tipo radial. Estos alimentadores por lo general tienen una tensión de 23 o 6 KV aunque la tensión de 6 KV tiende a desaparecer.

V.2. PARÁMETROS DEL ALIMENTADOR.

El primer paso para coordinar las protecciones de un alimentador es conocer sus valores de corriente de corto circuito en los diferentes puntos, los cuales se consideran importantes dentro del mismo. Para poder obtener estos valores de corriente es necesario conocer ciertos aspectos del alimentador, como son:

- Diagrama unifilar del alimentador.
- Longitud del alimentador y sus diferentes tipos de conductores.
- Impedancias de los diferentes tipos de conductores empleados en el alimentador.
- Impedancia del sistema (S.E.).

- Diagrama unifilar:

En el diagrama unifilar se representan gráficamente las diferentes distancias que tienen los conductores que conforman el alimentador así como diferentes puntos de interés para la coordinación de las protecciones. Tal como se muestra en la figura 5.1.

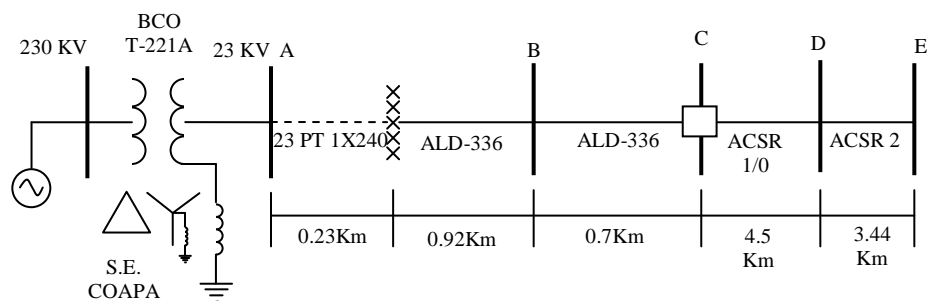


FIGURA 5.1.
DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR COA-21, DE
LA SUBESTACIÓN COAPA.

- **Impedancias de los conductores y del sistema.**

Un aspecto importante a considerar en el cálculo de la corriente de corto circuito en un alimentador de LyF, es que el banco de transformadores de la subestación se considera como una fuente, y cuando se conocen los valores de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de la fuente y de los conductores es posible calcular la corriente de cortocircuito. Este último caso es el que se presenta en los cálculos de corto circuito en alimentadores de 23 kv, ya que la Gerencia de Planeación e Ingeniería proporciona los valores de impedancias de secuencia en las barras de 23 kv, los que se calculan a partir de los valores de potencia de corto circuito en las barras y de la potencia base. En la tabla 5.1. se presentan los valores de secuencia positiva negativa y cero par el banco A de la S.E. COAPA.

S.E. COAPA BCO A	$Z_{(1),(2)}$	$Z_{(0)}$
Z DEL SISTEMA	$0.0088 + j0.2999$	$0.0009 + 0.3108$

TABLA 5.1.
VALORES DE LA IMPEDANCIA DE SECUENCIA PARA EL BANCO A

El valor de las impedancias de secuencia para los distintos tipos de conductores se presentan en la tabla 5.2, para los conductores desnudos y en la tabla 5.3 para los conductores aislados (subterráneos). La impedancia de los conductores se calcula de acuerdo al tipo de conducto y a su disposición en los ductos (para el caso de cables subterráneos) o en las crucetas (para el caso de la línea aérea).

CABLES LINEA AEREA	$Z_{(1),(2)}$	$Z_{(0)}$
CABLE ALD 556	$0.101+0.369j$	$0.2787+1.8765j$
CABLE ALD 336	$0.189+0.3867j$	$0.3667+1.8942j$
CABLE ALD 3/0	$0.376+0.4186j$	$0.5537+1.926j$
CABLE ALD 2	$0.949+0.4521j$	$1.1267+1.9596j$
CABLE ALD 4	$1.515+0.4696j$	$1.6927+1.9772j$
CABLE ACSR 556	$0.121+0.338j$	$0.2987+1.8463j$
CABLE ACSR 336	$0.198+0.3844j$	$0.3757+1.892j$
CABLE ACSR 4/0	$0.364+0.401j$	$0.5417+1.9085j$
CABLE ACSR 3/0	$0.448+0.4133j$	$0.6257+1.9208j$
CABLE ACSR 1/0	$0.696+0.4241j$	$0.8737+1.9316j$
ALAMBRE ACSR 2	$1.07+0.4465j$	$1.2477+1.954j$

TABAL 5.2.
VALORES DE IPEDANCIA DE SECUENCIA
PARA CONDUCTORES AÉREOS.

CABLES SUBTERRANEOS	$Z_{(1),(2)}$	$Z_{(0)}$
23PT 1X35	$0.63+0.278j$	$2.3+0.106j$
23PT 1X70	$0.32+0.251j$	$1.799+8.8E-002j$
23PT 1X150	$0.153+0.213j$	$1.288+6.8E-002j$
23PT 1X240	$0.1088+0.1903j$	$1.067+6.4E-002j$
23TC 1X50	$0.42+0.214j$	$1.56+0.106j$
23TC 1X70	$0.341+0.209j$	$1.27+0.1j$
23TC 1X150	$0.154+0.188j$	$0.576+8E-002j$
23TC 1X240	$9.6E-002+0.179j$	$0.339+6.8E-002j$

TABAL 5.3.
VALORES DE IPEDANCIA DE SECUENCIA PARA CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS.

V.3. CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

El valor de la corriente de corto circuito monofásica y trifásica, debe calcularse para los diferentes puntos sobre la trayectoria del alimentador, los cuales se muestran en el diagrama unifilar (A, B, C, D).

- Valores base.

Para calcular la corriente de corto circuito en los distintos puntos, primeramente debemos seleccionar los valores base para nuestro sistema. En este caso los valores base son:

$$\begin{aligned}KV &= 23 \\MVA &= 100\end{aligned}$$

- Corto circuito en el punto A.

Conociendo el valor de la impedancia del sistema (S.E. COAPA BCO A), la cual ésta ya expresada en valor por unidad con los mismos valores base que hemos establecido, solo tenemos que aplicar la ecuación (2.27), para una falla trifásica, y la (2.28), para una falla de línea a tierra, para calcular la corriente de corto circuito monofásica y trifásica para el punto A del diagrama unifilar.

$$I_{CC3\phi} = \frac{1}{0.0088 + j0.2999} = \frac{1}{0.3 \angle 88.32^\circ} = 3.33 \angle -88.32^\circ$$

$$I_{CC1\phi} = \frac{3}{(0.0009 + j0.3108) + 2(0.0088 + j0.2999)} = 3.294 \angle -88.84^\circ$$

- Corto circuito en el punto B (60% al primer equipo de seccionamiento).

Para el punto B, se ven involucradas además de la impedancia del sistema, las impedancias de los conductores 23PT 1x240 y ALD-336.

Para conocer la impedancia por unidad de estos conductores, debemos conocer la impedancia base, la cual se calcula por medio de la ecuación (2.5).

$$Z_B = \frac{(23 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 5.29 \Omega$$

Conociendo la impedancia base, calculamos los valores en por unidad de los conductores con la ecuación (2.1) y multiplicándolos por la distancia obtenemos los valores de impedancia en por unidad de estos dos conductores:

Valores en por unidad del conductor 23PT 1x240.

$$Z_{1P.U.} = \frac{0.2192 \angle 60.2422^\circ \Omega / Km}{5.29 \Omega} = 0.04144 \angle 60.2422^\circ / Km$$

$$Z_{0P.U.} = \frac{1.06892 \angle 3.4326^\circ \Omega / Km}{5.29 \Omega} = 0.2021 \angle 3.4326^\circ / Km$$

Valores en por unidad del conductor ALD-336.

$$Z_{1P.U.} = \frac{0.3826 \angle 74.6923^\circ \Omega / Km}{5.29 \Omega} = 0.07233 \angle 74.6923^\circ / Km$$

$$Z_{0P.U.} = \frac{1.8971 \angle 81.5521^\circ \Omega / Km}{5.29 \Omega} = 0.3586 \angle 81.5521^\circ / Km$$

Multiplicando por sus longitudes correspondientes.

23PT 1x240

$$Z_{1P.U.} = \left(0.04144 \angle 60.2422^\circ / Km \right) (0.23 Km) = 0.009531 \angle 60.2422^\circ$$

$$Z_{0P.U.} = \left(0.2021 \angle 3.4326^\circ / Km \right) (0.23 Km) = 0.04648 \angle 3.4326^\circ$$

ALD-336

$$Z_{1P.U.} = \left(0.07233 \angle 74.6923^\circ / Km \right) (0.92 Km) = 0.06654 \angle 74.6923^\circ$$

$$Z_{0P.U.} = \left(0.3586 \angle 81.5521^\circ / Km \right) (0.92 Km) = 0.3299 \angle 81.5521^\circ$$

Calculados los valores de las impedancias por unidad de los conductores y la del sistema obtenemos la impedancia equivalente para el punto B, sumando las impedancias en por unidad de los conductores y del sistema.

$$Z_{1P.U.} = (0.3 \angle 88.32^\circ) + (0.009531 \angle 60.2422^\circ) + (0.06654 \angle 74.6923^\circ)$$

$$Z_{1P.U.} = \boxed{0.3736 \angle 85.2264^\circ}$$

$$Z_{0P.U.} = (0.3108 \angle 89.834^\circ) + (0.04648 \angle 3.4326^\circ) + (0.3299 \angle 81.5521^\circ)$$

$$Z_{0P.U.} = \boxed{0.647 \angle 81.5^\circ}$$

Conociendo el valor de la impedancia equivalente en el punto B, ahora podemos calcular las corrientes de corto circuito aplicando las ecuaciones (2.27) y (2.28).

$$I_{CC3\Phi} = \frac{1}{0.3736 \angle 85.2264^\circ} = \boxed{2.676 \angle -85.23^\circ}$$

$$I_{CC1\Phi} = \frac{3}{(0.647 \angle 81.5^\circ) + 2(0.3736 \angle 85.2264^\circ)} = \boxed{2.153 \angle -83.5^\circ}$$

Corto circuito en el punto C.

Para calcular la corriente de corto circuito en el punto C se debe aplicar el mismo procedimiento que se utilizó para el punto B, considerando las longitudes correspondientes.

Calculamos primero el valor de la impedancia para el conductor ALD-336 en el punto C.

$$Z_{1P.U.} = \left(0.07233 \angle 74.6923^\circ / Km \right) (1.62 Km) = 0.1172 \angle 74.6923^\circ$$

$$Z_{0P.U.} = \left(0.3586 \angle 81.5521^\circ / Km \right) (1.62 Km) = 0.581 \angle 81.5521^\circ$$

Conociendo el valor en por unidad del conductor 23PT 1x240, así como la impedancia del sistema en por unidad, calculamos la impedancia equivalente en el punto C.

$$Z_{1P.U.} = (0.3 \angle 88.32^\circ) + (0.009531 \angle 60.242^\circ) + (0.1172 \angle 74.6923^\circ)$$

$$Z_{1P.U.} = \boxed{0.4235 \angle 83.9733^\circ}$$

$$Z_{0P.U.} = (0.3108 \angle 89.834^\circ) + (0.04648 \angle 3.4326^\circ) + (0.581 \angle 81.5521^\circ)$$

$$Z_{0P.U.} = \boxed{0.8981 \angle 81.522^\circ}$$

Con los valores obtenidos, ahora podemos calcular el valor de la corriente de corto circuito en el punto C, empleando las ecuaciones (2.27) y (2.28).

$$I_{CC3\Phi} = \frac{1}{0.4235 \angle 83.9733^\circ} = \boxed{2.3612 \angle -83.9733^\circ}$$

$$I_{CC1\Phi} = \frac{3}{(0.8981 \angle 81.522^\circ) + 2(0.4235 \angle 83.9733^\circ)} = \boxed{1.7194 \angle -82.7038^\circ}$$

Corto circuito en el punto D y E.

Para calcular la corriente de corto circuito en los puntos **D** y **E** debemos calcular también la impedancia en por unidad de los conductores ACSR 1/0 y ACSR 2. La impedancia en por unidad de estos conductores se calcula de la misma forma que para la impedancia en por unidad del conductor ALD-336. Utilizando la ecuación (2.1).

Valores en por unidad de los conductores ACSR 1/0.

$$Z_{1P.U.} = \frac{(0.815 \angle 31.36^\circ \Omega / Km)}{5.29 \Omega} = 0.154 \angle 31.36^\circ / Km$$

$$Z_{0P.U.} = \frac{(2.12 \angle 65.66^\circ \Omega / Km)}{5.29 \Omega} = 0.4 \angle 65.66^\circ / Km$$

Valores en por unidad de los conductores ACSR 2.

$$Z_{1P.U.} = \frac{(1.16 \angle 22.65^\circ \Omega / Km)}{5.29 \Omega} = 0.22 \angle 22.65^\circ / Km$$

$$Z_{0P.U.} = \frac{(2.32 \angle 57.44^\circ \Omega / Km)}{5.29 \Omega} = 0.438 \angle 57.44^\circ / Km$$

Multiplicamos la impedancia en p.u. del ACSR 1/0 por la longitud correspondiente.

$$Z_{1P.U.} = \left(0.154 \angle 31.36^\circ / Km \right) (4.5 Km) = 0.6933 \angle 31.36^\circ$$

$$Z_{0P.U.} = \left(0.4 \angle 65.66^\circ / Km \right) (4.5 Km) = 1.8 \angle 65.66^\circ$$

Multiplicamos la impedancia en p.u. del ACSR 2 por la longitud correspondiente.

$$Z_{1P.U.} = \left(0.22 \angle 22.65^\circ / Km \right) (3.44 Km) = 0.754 \angle 22.65^\circ$$

$$Z_{0P.U.} = \left(0.438 \angle 57.44^\circ / Km \right) (3.44 Km) = 1.508 \angle 57.44^\circ$$

Calculados los valores en por unidad de las impedancias de secuencia, del sistema, y de los diferentes conductores que se involucran para el punto **D**, calculamos la impedancia equivalente para éste punto.

$$Z_{1P.U.} = (0.4235 \angle 83.9733^\circ) + (0.6933 \angle 31.36^\circ) = \boxed{1.008 \angle 50.86^\circ}$$

$$Z_{0P.U.} = (0.8981 \angle 81.522^\circ) + (1.8 \angle 65.66^\circ) = \boxed{2.6752 \angle 70.9248^\circ}$$

Con el valor de la impedancia equivalente podemos ahora calcular el valor de la corriente de corto circuito trifásica y monofásica.

$$I_{CC3\Phi} = \frac{1}{1.008 \angle 50.86^\circ} = \boxed{0.9918 \angle -50.86^\circ}$$

$$I_{CC1\Phi} = \frac{3}{(2.6752 \angle 70.9248^\circ) + 2(1.008 \angle 50.86^\circ)} = \boxed{0.6492 \angle -62.31^\circ}$$

Calculados los valores en por unidad de las impedancias de secuencia, del sistema, y de los diferentes conductores que se involucran para el punto **E**, calculamos la impedancia equivalente para este punto.

$$Z_{1P.U.} = (0.4235 \angle 83.9733^\circ) + (0.6933 \angle 31.36^\circ) + (0.754 \angle 22.65^\circ) = \boxed{1.71 \angle 38.83^\circ}$$

$$Z_{0P.U.} = (0.8981 \angle 81.522^\circ) + (1.8 \angle 65.66^\circ) + (1.508 \angle 57.44^\circ) = \boxed{4.157 \angle 66.1^\circ}$$

Con el valor de la impedancia equivalente podemos ahora calcular el valor de la corriente de corto circuito trifásica y monofásica.

$$I_{CC3\phi} = \frac{1}{1.71 \angle 38.83^\circ} = \boxed{0.585 \angle -38.83^\circ}$$

$$I_{CC1\phi} = \frac{3}{(4.157 \angle 66.1^\circ) + 2(1.71 \angle 38.83^\circ)} = \boxed{0.4073 \angle -53.82^\circ}$$

V.4. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN AMPERES.

Para calcular la corriente de corto circuito en amperes se debe conocer el valor de la corriente base, la cual debe ser multiplicada por los valores de corriente en por unidad obtenidos en cada punto de el alimentador. Para calcular la corriente base utilizaremos la ecuación (2.3).

$$I_B = \frac{100MVA}{\sqrt{3}(23KV)} = 2510Am$$

Corriente en amperes para el punto A.

$$I_{CC3\phi} = (3.33)(2510) = 8358.3A$$

$$I_{CC1\phi} = (3.294)(2510) = 8267.9A$$

Los valores de corriente en amperes para cada punto del alimentador se muestran en la tabla 5.4.

PUNTOS DEL ALIMENTADOR	$I_{CC3\phi}$ (AMP)	$I_{CC1\phi}$ (AMP)
PUNTO "A"	8358.3	8267.9
PUNTO "B"	6716.8	5403.4
PUNTO "C"	5926.6	4315.7
PUNTO "D"	2489.4	1629.4
PUNTO "E"	1468.4	1022.3

TABAL 5.4.
VALORES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO EN EMPERES.

V.5. COORDINACIÓN DE LOS DISTINTOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN.

Conociendo los valores de corriente de corto circuito en amperes para los distintos puntos marcados en el diagrama unifilar podemos ahora aplicar los criterios de coordinación para los distintos dispositivos de protección, aplicando los parámetros descritos en el capítulo cuatro de esta tesis, para obtener una adecuada coordinación de estos dispositivos.

V.5.1.COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR.

Como se menciona en el capítulo cuatro este tipo de esquema de protección de relevador con relevador pocas veces se emplea en un alimentador aéreo de distribución, ya que estos generalmente son radiales, y el equipo que se requiere para el correcto funcionamiento de un relevador, no encuentra fácilmente un lugar en la trayectoria del alimentador, por lo que este esquema solo se presenta en la subestación de donde sale el alimentador. A continuación aplicamos el criterio de coordinación para este esquema.

El principal elemento a proteger en una subestación es el banco de transformadores para lo cual disponemos de diferentes tipos de protección para el mismo. El esquema de protección relevador-relevador puede utilizarse para proteger la barra de distribución de la subestación, protegiendo así al transformado de una falla en las barras o en la transición aérea-subterránea del alimentador.

Para seleccionar la curva del relevador que protegerá al transformador primeramente debemos conocer la curva de daño del banco de transformadores de la subestación, para así pode proteger al banco. La figura 5.2 presenta la curva de daño del transformador BCO A de la subestación Coapa.

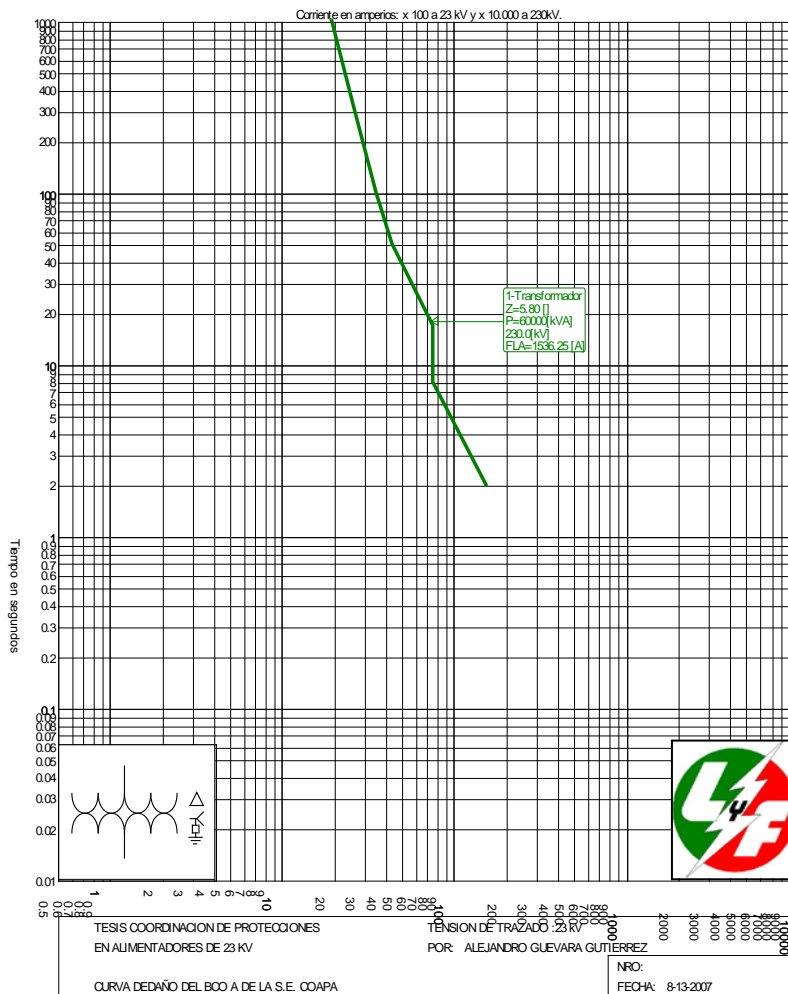


FIGURA 5.2.
 CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR.

Otros dos aspectos importantes a considerar, (sobre todo cuando las protecciones del transformador se encuentran del lado primario) son la corriente de magnetización (INRUSH) y la CORRIENTE DE CARGA FRÍA. La primera se considera para este tipo de transformador de 12 veces la corriente nominal y tiene una duración típica de 0.1 segundos. La corriente de carga fría se considera de 1 a 6 veces la corriente nominal y tiene una duración típica de 1.0 segundos. Estos dos valores de corriente deben quedar fuera de la curva de protección del relevador, para evitar que se tengan disparos en falso en la energización o puesta en servicio del transformador, ya sea con carga o sin ella. En la figura 5.3 se muestran las corrientes de magnetización para el BCO A de la S.E. Coapa.

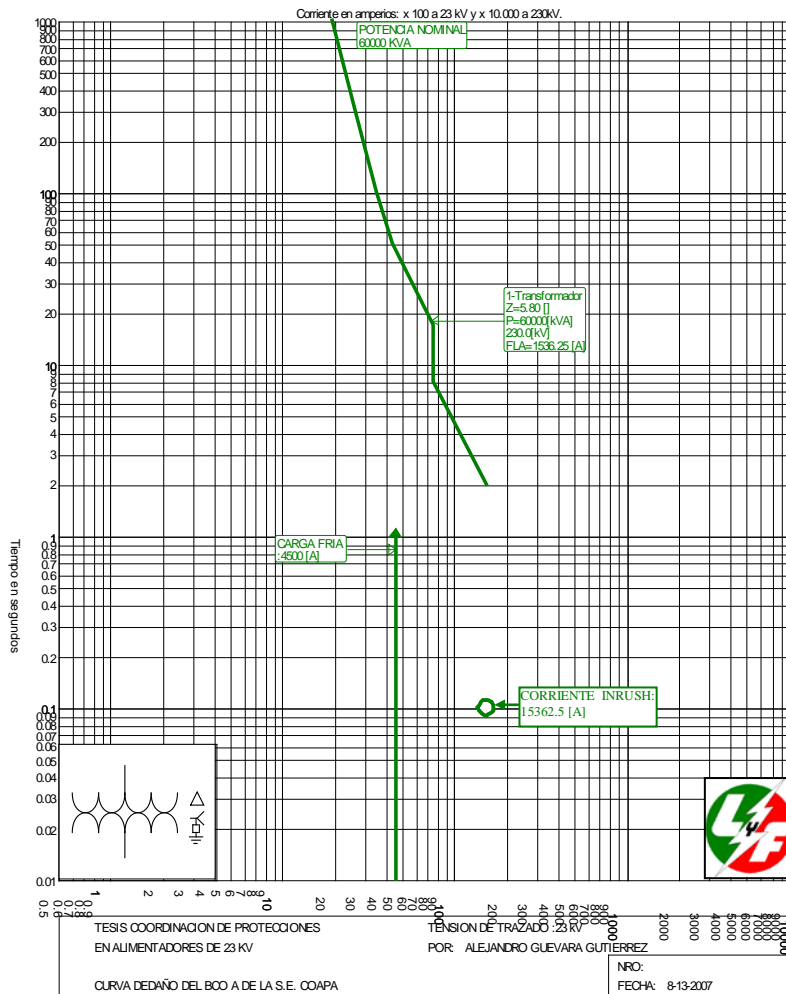


FIGURA 5.3.
CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN
Y DE CARGA FRÍA.

Un último aspecto a considerar para elegir la curva del relevador es la corriente a plena carga, en este caso la del transformador, y que estamos protegiendo las barras de la subestación, para este caso debemos considerar la corriente a plena carga del transformador la cual es de aproximadamente 1500 AMP, debemos hacer una consideración importante ya que el transformador tiene un máximo de sobrecarga del 20% por lo que se considera una corriente a plena carga de 1800 AMP.

Con los valores de corriente de INRUSH, CARGA FRÍA, Y PLENA CARGA, podemos ahora elegir la curva del relevador que cumpla con las condiciones que protejan al transformador (la curva del relevador debe quedar del lado izquierdo de la curva de daño del transformador) y además no accionar los contactores (disparos en falso) para las corrientes ya mencionadas (quedando del lado derecho de la curva del relevador), la figura 5.4 muestra la curva del relevador G.E. IAC-60 que cumple con estas condiciones.

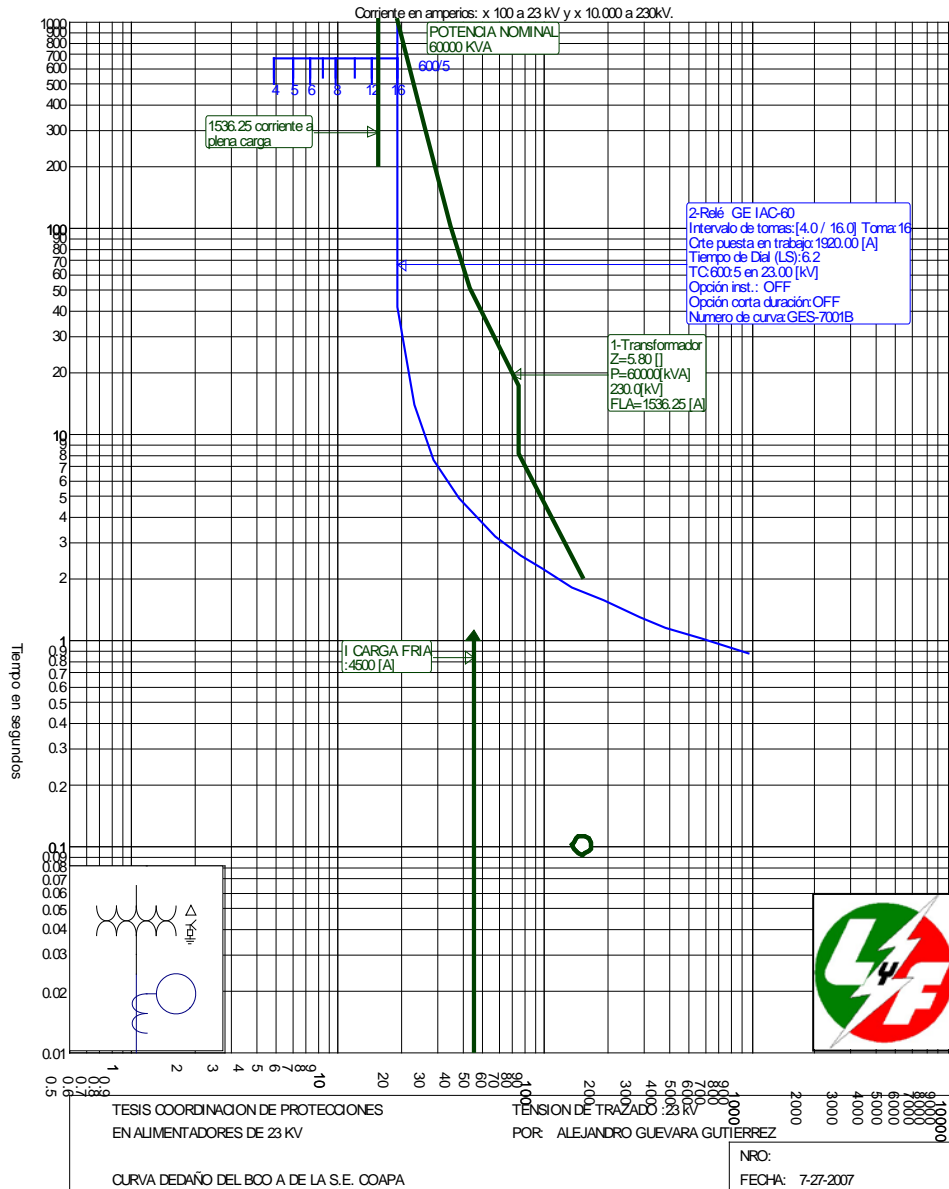


FIGURA 5.4.
CURVA DEL RALEVADOR G.E. IAC-60.

Como ya se menciona la curva del relevador en la figura 5.4. cumple con las condiciones requeridas para proteger al transformador. Ahora para aplicar el criterio de coordinación Relevador-Relevador solo debemos conocer la máxima corriente de corto circuito en las barras, punto A del diagrama unifilar, la cual ya hemos calculado. Para esta máxima corriente de corto circuito debemos coordinar la curva de un segundo relevador, la cual debe cumplir con las condiciones del primer relevador y además cumplir con una diferencia de tiempo de 0.3 a 0.4 segundos entre las dos curvas de los relevadores para la máxima corriente de corto circuito.

En la figura 5.5. se muestran las curvas de los relevadores que cumplen con las condiciones de coordinación descritas en el capítulo IV de esta tesis.

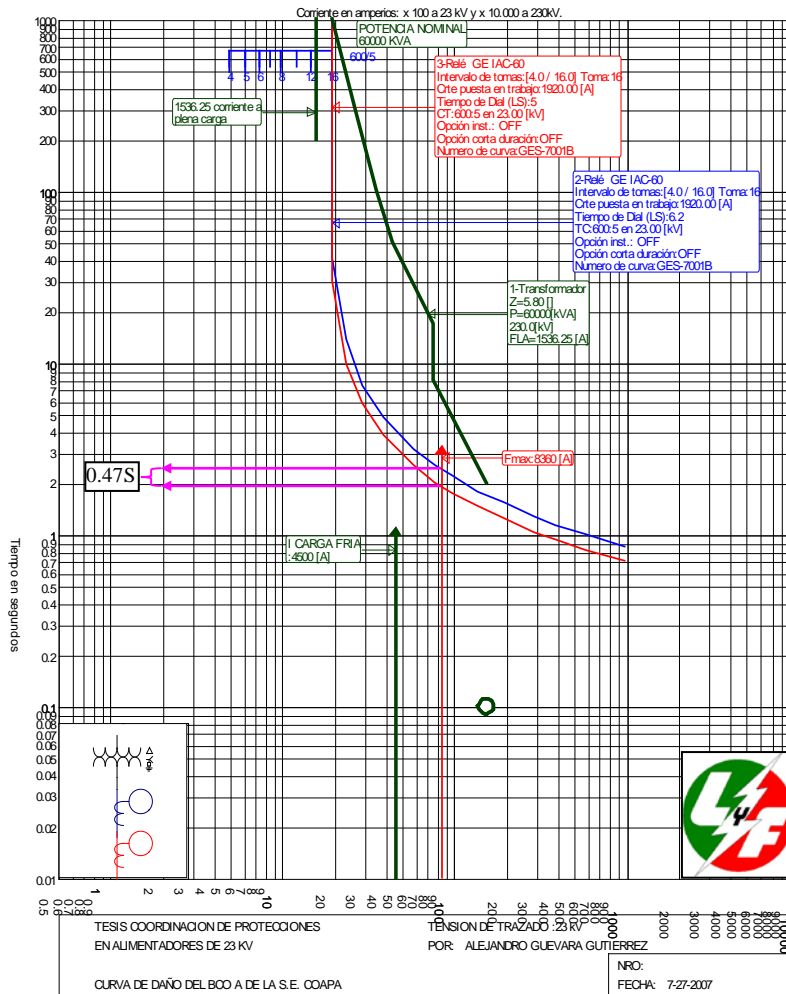


FIGURA 5.5.
COORDINACIÓN DE RELEVADORES.

V.5.2.COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE.

Para la coordinación de un relevador y un fusible tomaremos en cuenta únicamente la manera más común en los alimentadores de Ly F, la cual ajusta el relevador 50 (instantáneo) en la zona del fusible, tal como se explicó en el capítulo IV.

Para comenzar la coordinación de estos dos dispositivos, se deben tener en cuenta algunas consideraciones, tales como la corriente que lleva el alimentador, y las curvas de daño de los diferentes conductores. Estos valores nos permitirán elegir los ajustes necesarios para los dispositivos a utilizar.

El primer elemento que consideraremos es el fusible, el cual se colocara en el punto "C" del diagrama unifilar ya que protegerá esa parte del ramal, este punto del alimentador demanda una carga que se encuentra entre los 2331 y 2950 KVA, pro lo cual se deberá instalar un fusible que soporte la corriente nominal para esta carga. Los tipos de fusible utilizados en LyF son los tipo "K". Para este tipo de fusible el K-100 es el adecuado para

soportar esta carga ya que además de soportar la corriente nominal también protege a los conductores que forman este ramal, como se muestra en la figura 5.6.

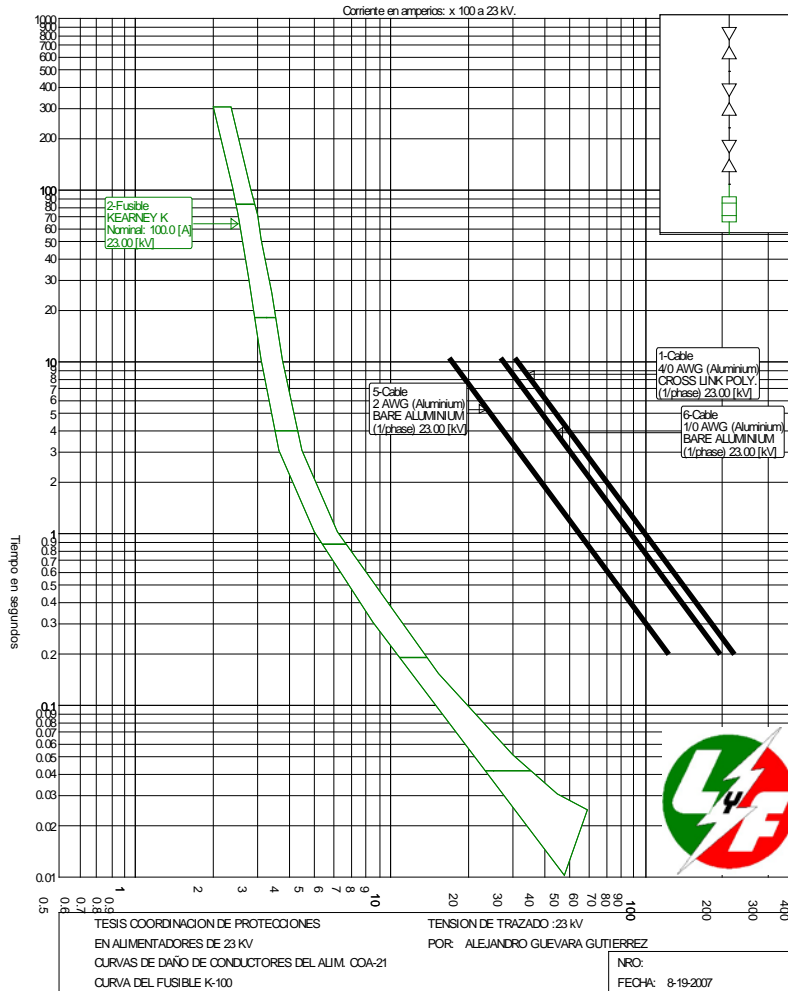


FIGURA 5.6.
CURVAS DE DAÑO DE CONDUCTORES Y
DE FUSIBLE K-100.

Ahora para coordinar el relevador con el fusible debemos considerar que el relevador deberá soportar una carga nominal de aproximadamente de 425AMP que es la lectura de corriente para el alimentador COA-21, y además ajustar el instantáneo para la mínima corriente de corto circuito en el punto mas alejado del alimentador (punto E del diagrama unifilar). Que en este caso es de 1022.3AMP que corresponden a la corriente de corto circuito monofásica para el punto E del diagrama unifilar. De tal forma que el instantáneo del relevador proteja la zona del fusible. La figura 5.7 muestra la curva del 50 que está ajustado a una corriente de 1020 AMP.

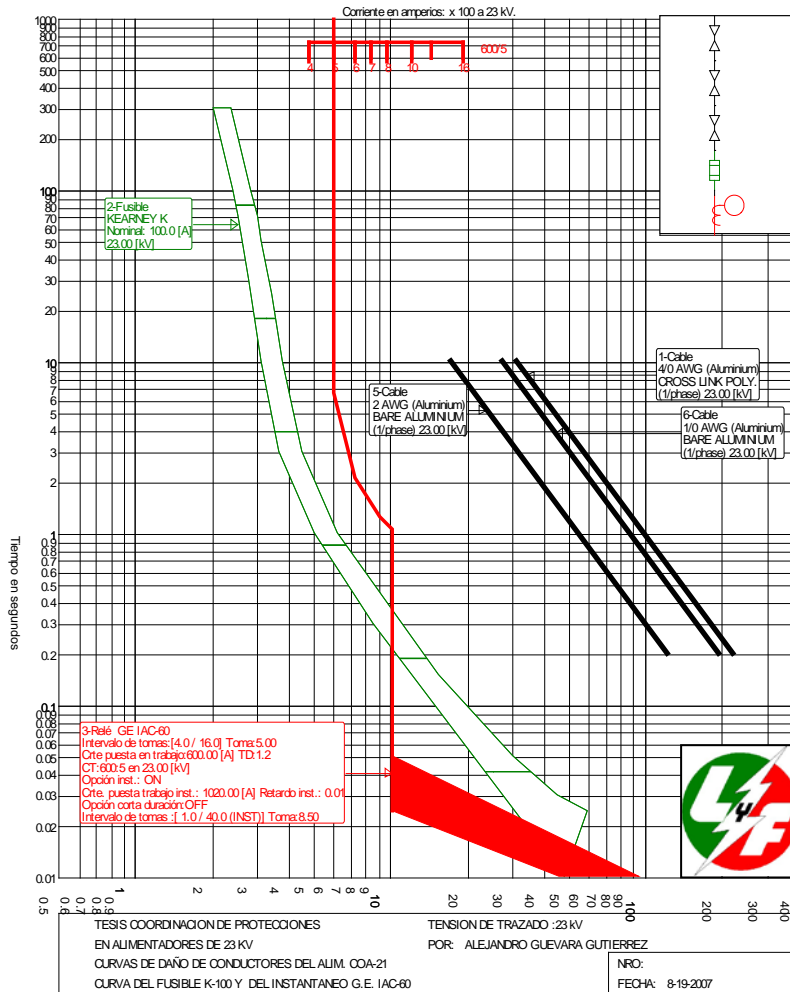


FIGURA 5.7.
CURVA DEL INSTANTANEO PARA UNA
CORRIENTE DE 1020 AMP.

Para concluir la coordinación de estos dos dispositivos, se aplica el criterio de coordinación descrito en el capítulo IV. Este criterio establece que debe existir un margen de 0.3 segundos para la máxima corriente de corto circuito común a ambos dispositivos, la cual es la corriente de corto circuito trifásica en el punto “C” del diagrama unifilar. En la figura 5.8 se presenta la curva que cumple con estas condiciones de coordinación para un relevador y un fusible.

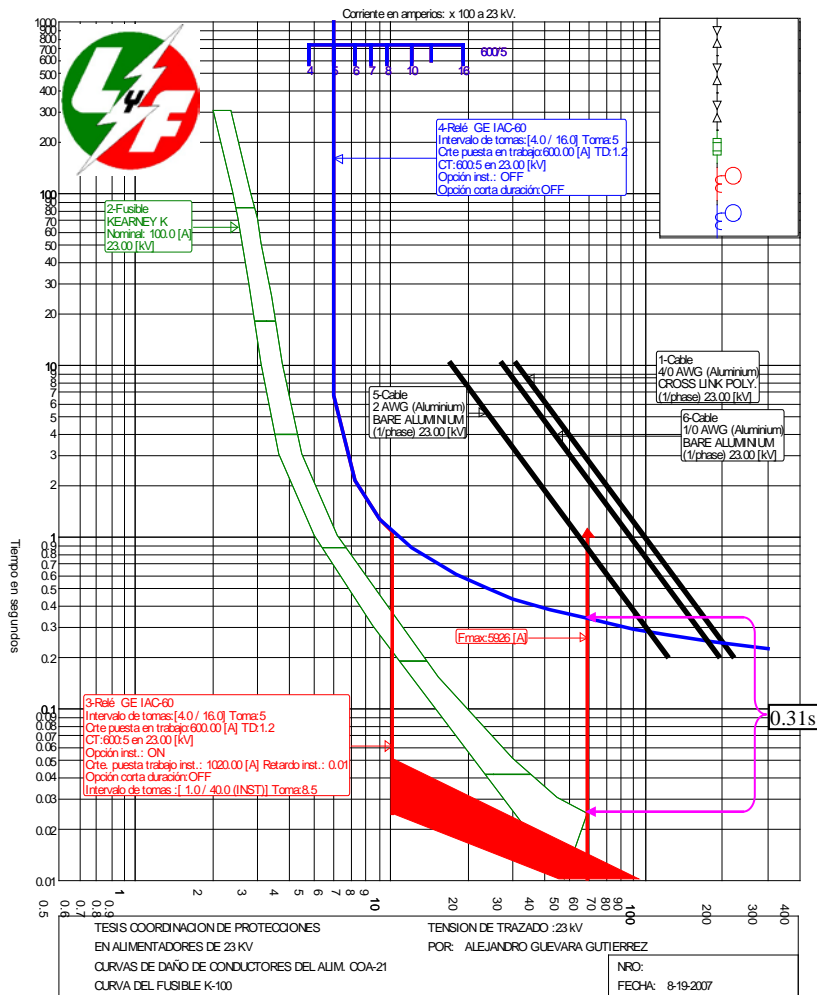


FIGURA 5.8.
COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE.

V.5.3.COORDINACIÓN RELEVADOR-SECCIONALIZADOR.

Para la coordinación de un relevador y un seccionizador consideraremos los puntos “A” y “C” del diagrama unifilar, tal como se realizó para el relevador y el fusible.

Cabe señalar que el seccionizador no cuenta con curvas que deban coordinarse con otros dispositivos de protección, por lo que solo se debe ajustar para detectar una corriente de corto circuito, y la falta de potencial en el alimentador, así como el número de conteos que debe realizar para abrir sus contactores y de esta forma aislar el ramal que esté protegiendo.

Con las consideraciones anteriores ahora podemos coordinar estos dos dispositivos. El relevador será ajustado tal como en el caso relevador-fusible, donde el 50 verá fallas en la zona del seccionizador, y el seccionizador deberá realizar un conteo cuando la mínima corriente de corto circuito se presente en el punto “E” del diagrama unifilar, y deberá ser ajustado a tres conteos para abrir sus contactores.

La corriente mínima de corto circuito en el punto “E” es la corriente de corto circuito monofásica que ya se ha calculado, con un valor de 1022.3 AMP. En la figura 5.9 se muestran las curvas que cumplen con estos criterios.

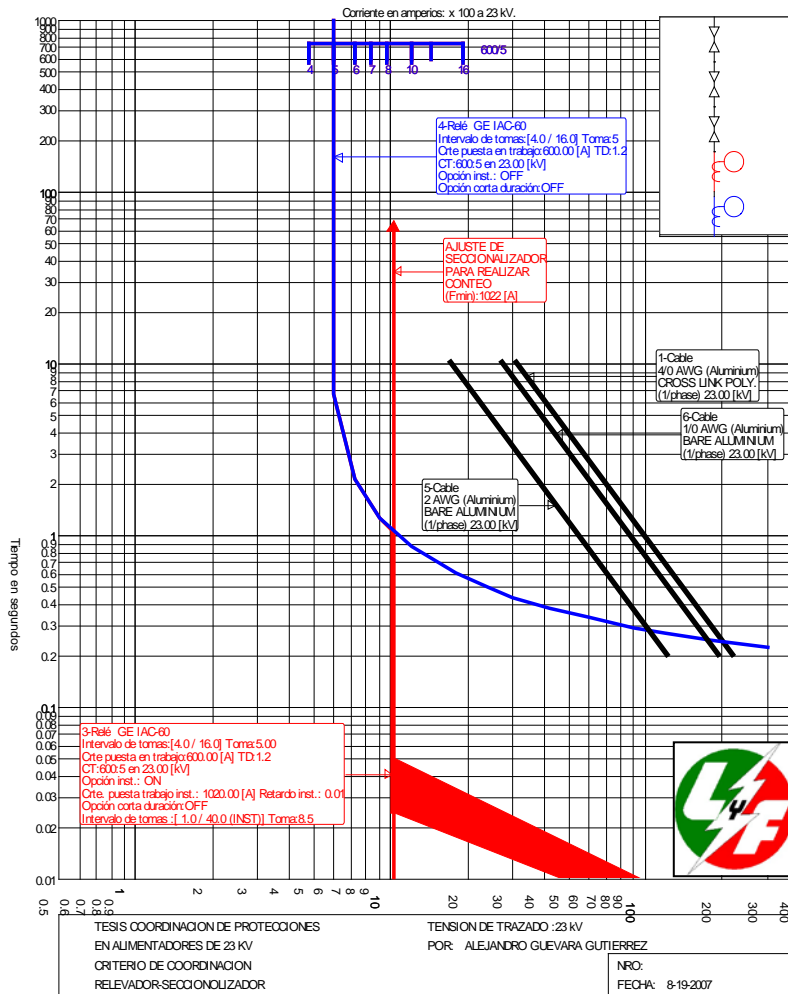


FIGURA 5.9.
COORDINACIÓN DE RELEVADOR-SECCIONALIZADOR.

V.5.4.COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR.

Para la coordinación de estos dispositivos, consideraremos un relevador electromecánico, por lo que se deberá tomar en cuenta la curva acumulada del restaurador, y/o la sobre carrera del disco del relevador.

La ubicación de estos dispositivos en el diagrama unifilar de la figura 5.1 será en los puntos “A” para el relevador y “C” para el restaurador, comenzaremos con las consideraciones para el relevador.

El relevador 51 deberá proteger todo el alimentador hasta el punto “E” del diagrama unifilar, y el 50 se ajustara al 60% de la distancia entre el relevador y el restaurador, (punto “B” del diagrama unifilar), con esto evitaremos que se tengan disparos instantáneos con el 50 en la zona que protege el restaurador. En la figura 5.10 se presentan las curvas del relevador que cumplen con estas características.

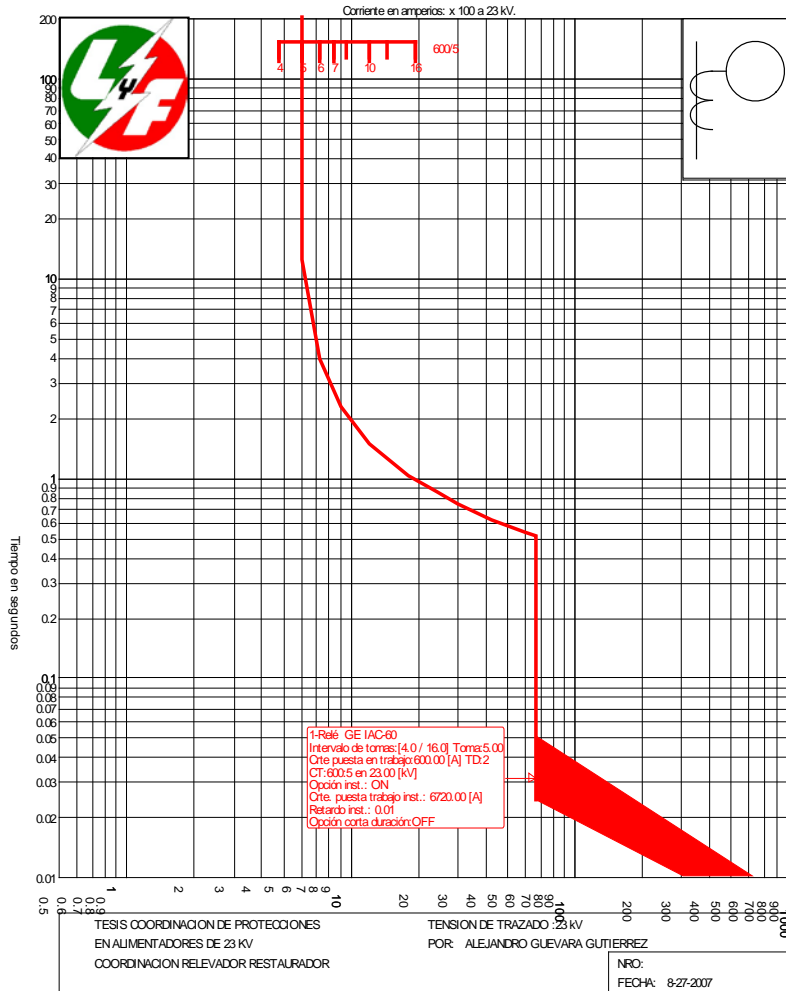


FIGURA 5.10.
CURVA DE RELEVADOR 50-51.

Para el restaurador seleccionaremos dos curvas rápidas y dos curvas lentas con una secuencia de 2.2.2 segundos para cada resierre del restaurador. En la figura 5.10 se presentan la curvas 102 para la fase rápida y la 119 para la fase lenta del restaurador, así como la corriente máxima de corto circuito para el restaurador, que en este caso será la corriente de corto circuito en el punto “C” del diagrama unifilar, con un valor aproximado de 5900 AMP. Estas curvas cumplen con la condición de una diferencia de 0.3-0.4 segundos entre la curva lenta del restaurador y la curva de relevarador (51).

Como se menciona en el capítulo IV de esta tesis, este criterio no es suficiente para asegurar una adecuada coordinación entre estos dos dispositivos ya que se tiene un relevarador electromecánico, por lo cual se deberá analizar la sobrecarrera del relevarador y la curva acumulada del restaurador, para lo cual se necesitan algunos tiempos importantes los cuales se calcularán tal como se menciona en el capítulo IV.

En la figura 5.11 podemos encontrar los tiempos de apertura para las curvas del relevarador y restaurador, por la máxima corriente de corto circuito (5900 AMP). Estos valores de tiempo serán necesarios para hacer el análisis de la sobrecarrera del relevarador electromecánico y de la curva acumulada del restaurador, además de estos valores, también es necesario el tiempo de reposición del disco del relevarador, que en este caso será de 30 segundos. Con estos datos se aplicarán las ecuaciones 4.1 y 4.2 para calcular dicha sobrecarrera.

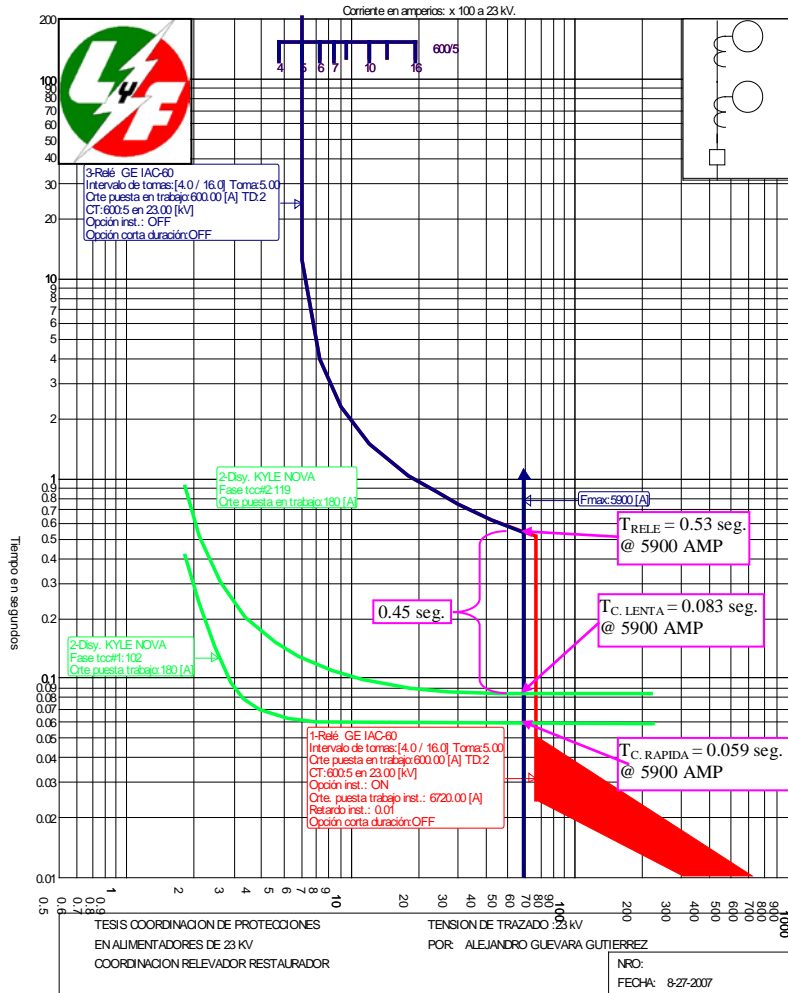


FIGURA 5.11.
COORDINACIÓN DE RELEVADOR-RESTAURADOR.

En la siguiente tabla se muestran los valores de tiempo para las diferentes curvas de los dispositivos para una corriente de corto circuito de 5900 AMP.

Curva	Tiempo de despeje (seg.)
Relevador	0.53
Restaurador curva rápida	0.059
Restaurador curva lenta	0.083

TABLA 5.5.
VALORES DE TIEMPO DE RESPUESTA DE LAS CURVAS DE RELEVADOR Y RESTAURADOR PARA LA MÁXIMA C.C.

De acuerdo a la tabla anterior tendremos un recorrido del disco al 100% en 0.53 seg. que es el tiempo en el que el relevador libera la falla a la máxima corriente de corto circuito.

Para una falla en la zona del restaurador, la curva rápida de este tardará 0.059 seg. para despejar la falla. Este tiempo hará que el disco del relevador inicie su carrera hasta un determinado porcentaje el cual se calcula con la ecuación 4.1. obteniendo el siguiente resultado:

$$\frac{0.059s}{0.53s} \times 100 = 11.13\%$$

Este resultado es el porcentaje que el disco del relevador avanza durante la primera operación del restaurador. De acuerdo al ajuste ya mencionado del restaurador, este esperará 2 segundos entre cada operación para realizar el recierre, por lo que el disco del relevador tendrá 2 segundos para restablecerse en un cierto porcentaje, el cual se calcula con la ecuación 4.2. Es importante recordar que el relevador tarda 30 segundos para recuperarse totalmente.

$$\frac{2s}{30s} \times 100 = 6.7\%$$

Este valor es el retroceso del disco, durante los 2 segundos que espera el restaurador para realizar su primer recierre. Restando el retroceso del disco al avance, podremos saber en que porcentaje (posición) el disco del relevador iniciara su carrera para la siguiente operación del restaurador.

$$11.3\% - 6.7\% = 4.43\%$$

Este es el valor en porcentaje, en el que el disco del relevador iniciara su carrera para la segunda operación del restaurador. Esta operación será nuevamente con la curva rápida, pro lo que el disco del relevador avanzara un 11.3% que sumado al 4.43%, que es el porcentaje en el cual inicio su carrera el disco del relevador, tendremos un avance total del disco para la segunda operación del restaurado de:

$$11.13\% + 4.43\% = 15.56\%$$

Nuevamente el restaurador tardara 2 segundos para realizar su recierre, y el relevador podrá recuperase nuevamente en un 6.7% del avance provocado por la segunda operación del restaurador. Pro lo que iniciara su carrera para la tercera operación del restaurador en:

$$15.56\% - 6.7\% = 8.86\%$$

La tercera operación del restaurador se despejará con su curva lenta, pro lo que ahora calcularemos el porcentaje que avanzará el disco del relevador utilizando el tiempo de la curva lenta del restaurador, aplicando la ecuación 4.1.

$$\frac{0.083s}{0.53s} \times 100 = 15.66\%$$

Este porcentaje de avance del disco del relevador lo sumamos al porcentaje acumulado de avance que dejaron las dos operaciones anteriores, lo que nos da un avance acumulado de:

$$8.86\% + 15.66\% = 24.52\%$$

Nuevamente el restaurador esperará 2 segundos para realizar sur recierre y permitirá la recuperación del restaurador lo que nos deja un porcentaje de avance del disco de:

$$24.52\% - 6.7\% = 17.82\%$$

Con este porcentaje de avance en el disco del relevador, el restaurador realizara su última operación, utilizando para la liberación de la falla nuevamente su curva lenta, por lo que el disco del relevado sufrirá un avance igual al de la operación anterior, el cual sumado al avance acumulado nos da el avance total que sufrirá el relevador durante toda la secuencia de operación del restaurado:

$$17.82\% + 15.66\% = 33.48\%$$

Con este valor de avance total del disco del relevador podemos ahora asegurar una correcta coordinación de estos dos dispositivos, ya que como se mencionó en el capítulo IV el avance máximo permitido para el disco del relevador es de 90% (aunque es recomendable tener valores más bajos), por lo que ahora solo queda encontrar el valor de la curva acumulada del restaurador. Este valor se obtiene con la siguiente ecuación:

$$CURVA ACUMULADA = N^0 T_A + N^0 T_B$$

en donde

T_A = Tiempo de despeje de la curva rápida.

T_B = Tiempo de despeje de la curva lenta.

N^0 = Número de operaciones de cada curva.

$$Curva acumulada = (2)(0.059) + (2)(0.083) = 0.284$$

Con este valor podemos aplicar el criterio para la curva acumulada, el cual nos indica que el tiempo de despeje del relevador multiplicado por 0.9 debe ser mayor o igual al de la curva acumulada:

$$T_{curva\ acumulada} \leq (T_{despeje\ del\ relevador})(0.9)$$

$$0.284 \leq (0.53)(0.9)$$

$$0.284 \leq 0.477$$

Con estos resultados, tanto de la sobrecarrera del disco del relevador y de la curva acumulada del restaurador, podemos ahora asegurar una correcta coordinación entre estos dos dispositivos. En la figura 5.12 se grafica la curva acumulada del restaurador.

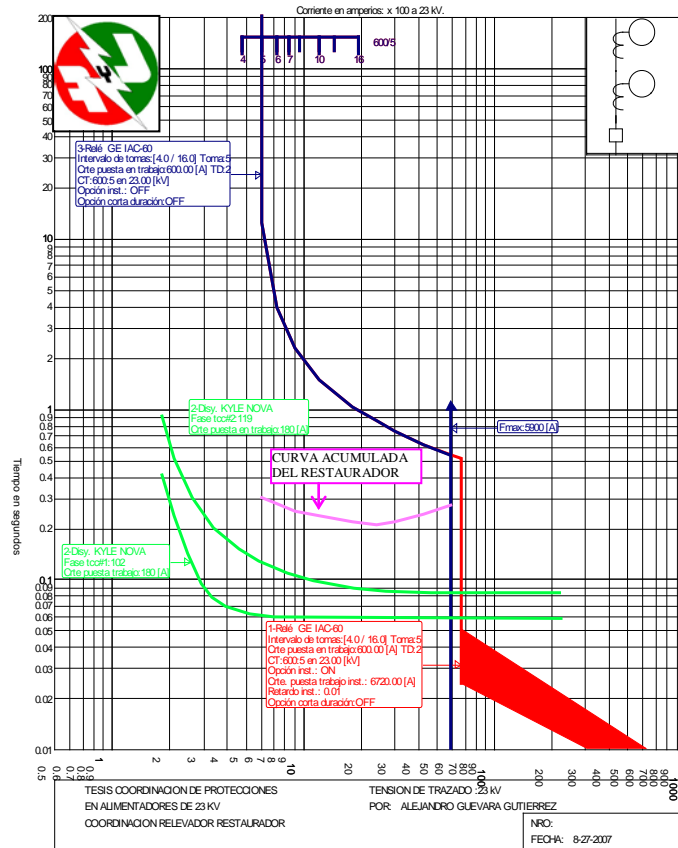


FIGURA 5.12.
CURVAS DE RELEVADOR Y RESTAURADO CON CURVA ACUMULADA.

V.5.5.COORDINACIÓN RELEVADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE.

Como se menciona en el capítulo IV los criterios de coordinación para estos dispositivos, deben cumplir los parámetros mencionados en la coordinación relevador-fusible, incluyendo las consideraciones que se deben tener para el seccionizador.

Comenzaremos por establecer la ubicación de los dispositivos a coordinar dentro del diagrama unifilar, el relevador en el punto “A”, el seccionizador en el punto “C” y el fusible en el punto “D”.

Para seleccionar la capacidad del fusible en el punto “D” se debe considerar la corriente nominal que se tiene en el punto en cuestión. Este valor es de aproximadamente 60 AMP pro lo que se tomara la curva de un fusible K-65 para realizar la coordinación.

El criterio para coordinar un relevador con un fusible, nos dice que debe existir un margen de 0.3-0.4 seg. entre la curva MCT del fusible y la curva del relevador para la máxima corriente de corto circuito común para ambos dispositivos. La corriente de corto circuito trifásica en el punto “D” es la máxima corriente de corto circuito para ambos dispositivos, con un valor de 2489AMP. En la figura 5.13 se muestran las curvas que cumplen con esta condición.

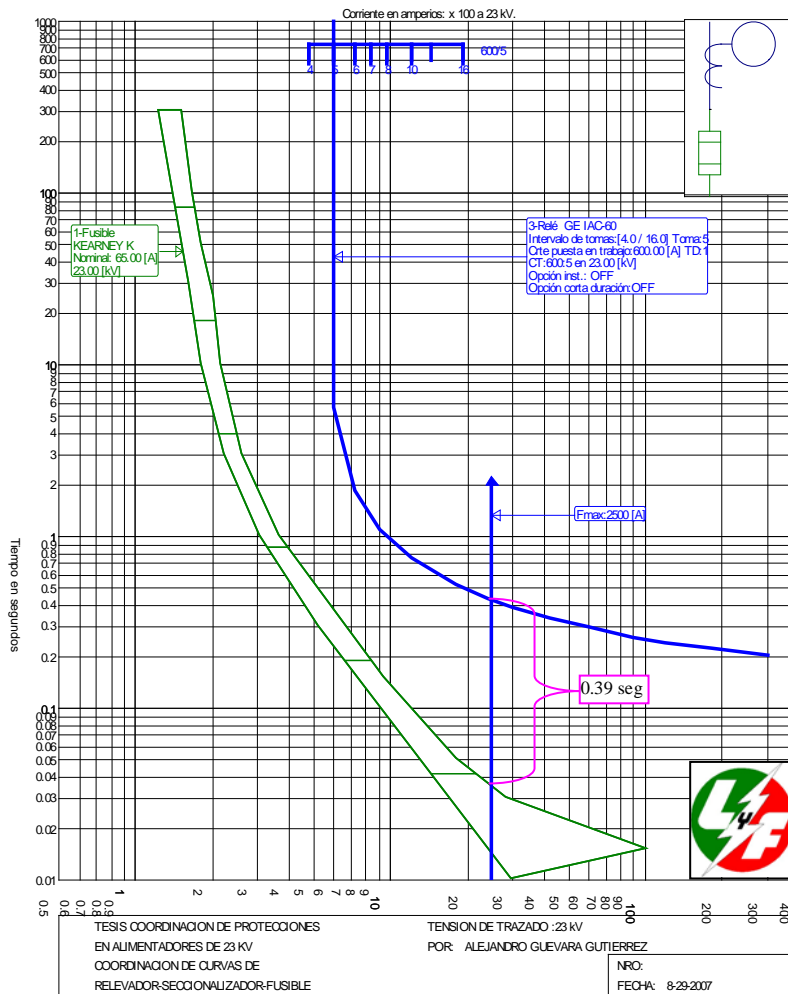


FIGURA 5.13.
COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE.

La unidad instantánea (50) del relevador se ajustara para ver fallas en la zona del fusible, para lo cual se tomará la mínima corriente de corto circuito en el punto “E” con un valor de 1022.3 AMP. De acuerdo a la secuencia de operación que se explico en el capítulo IV, la unidad instantánea deberá realizar solo una operación y después bloquearse, esta operación de la unidad instantánea será para liberar fallas transitorias en la zona del fusible. La unidad (51) de retardo de tiempo del relevador se deberá ajustar a dos operaciones, para permitir la fusión del fusible para una falla de naturaleza permanente en la zona del fusible.

Por ultimo el seccionalizador se ajustará a tres operaciones y una corriente de corto circuito para realizar conteo de 1022.3 AMP, que es la mínima corriente de corto circuito en el punto “E”, y se colocara como ya se menciona en el punto “C” del diagrama unifilar para seccionar fallas de naturaleza permanente entre los puntos “C” y “D”. La figura 5.14 muestra las curvas de los dispositivos que cumplen con las condiciones de coordinación.

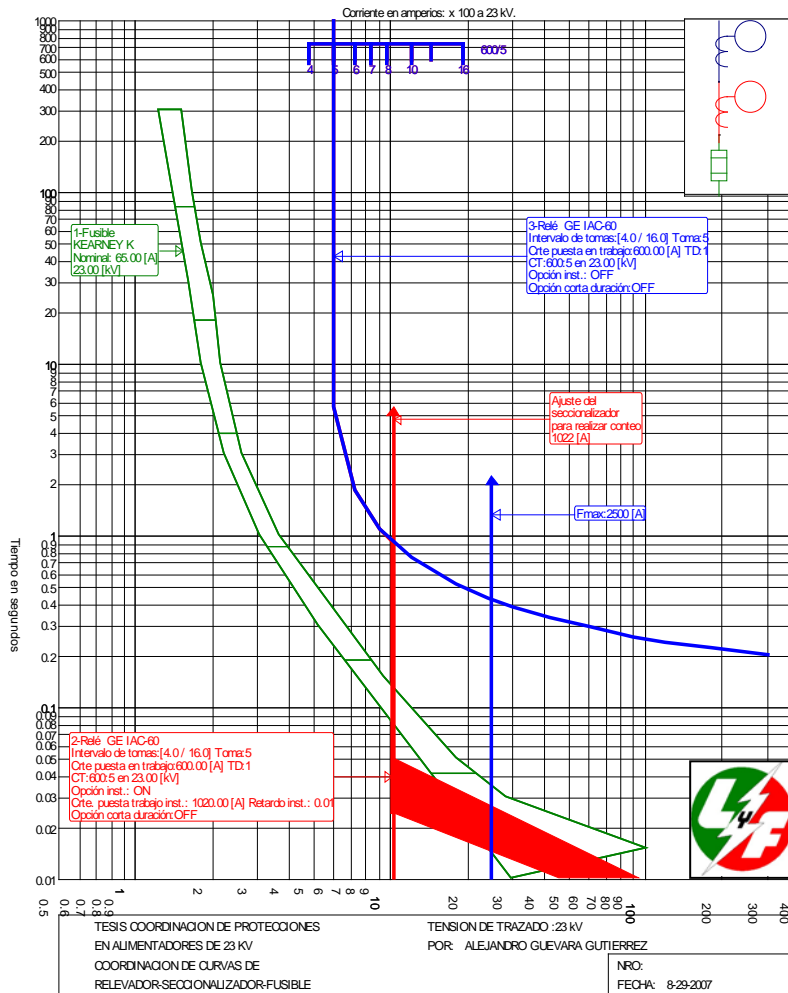


FIGURA 5.14.
COORDINACIÓN
RELEVADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE.

V.5.6.COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE.

Como en la coordinación anterior, primeramente ubicaremos en que puntos del diagrama unifilar se colocarán los dispositivos a coordinar. Como se menciona en el capítulo IV para proteger una parte de la troncal

(restaurador) y un ramal (fusible), por lo que ubicaremos el restaurador en el punto “C” y el fusible en el punto “D” del diagrama unifilar.

Es importante conocer la ubicación de los dispositivos, ya que de acuerdo a esta ubicación se tomarán las corrientes de corto circuito máxima y mínima que es necesario conocer para poder aplicar el criterio de coordinación.

El primer elemento a seleccionar es el fusible, que se colocará en el punto “D” del diagrama unifilar. Por este punto, como ya se había mencionado circula una corriente nominal de aproximadamente 60 AMP. Pro lo que se tomará la curva de un fusible K-65 como se muestra en la figura 5.15.

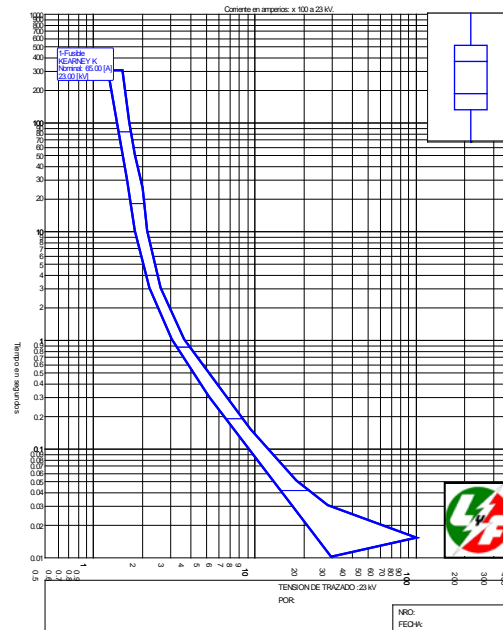


FIGURA 5.15.
CURVA DE FUSIBLE K-65.

El restaurador se ajustara a una secuencia de 2 curvas rápidas y 2 curvas lentas con un intervalo de recierres 2,2,2 segundos para cada operación del restaurador.

La corriente mínima de corto circuito será la corriente monofásica en el punto “E” con un valor de 1022.3AMP y la corriente máxima de corto circuito será la corriente de corto circuito trifásica en el punto “D” con un valor de 2484.4 AMP.

Con estos datos podemos ahora establecer los valores de intersección entre las curvas del restaurador y las del fusible, encontrando los valores de las corrientes I_1 e I_2 que cumplan con las características para la coordinación entre estos dos dispositivos.

La corriente I_1 de acuerdo al criterio de coordinación, debe ser menor a la corriente mínima de corto circuito, la cual como ya se menciono tienen un valor de 1022.3 AMP, por lo que la intersección entre la curva lenta del restaurador y la característica MCT del fusible debe encontrarse en un valor por debajo 1022.3AMP.

Con los datos de corriente mínima de corto circuito y el criterio de coordinación podemos seleccionar la curva lenta del restaurador que cumpla con estas características para la coordinación de los dispositivos.

La curva lenta del restaurador que cumple con estas condiciones se muestra en la figura 5.16.

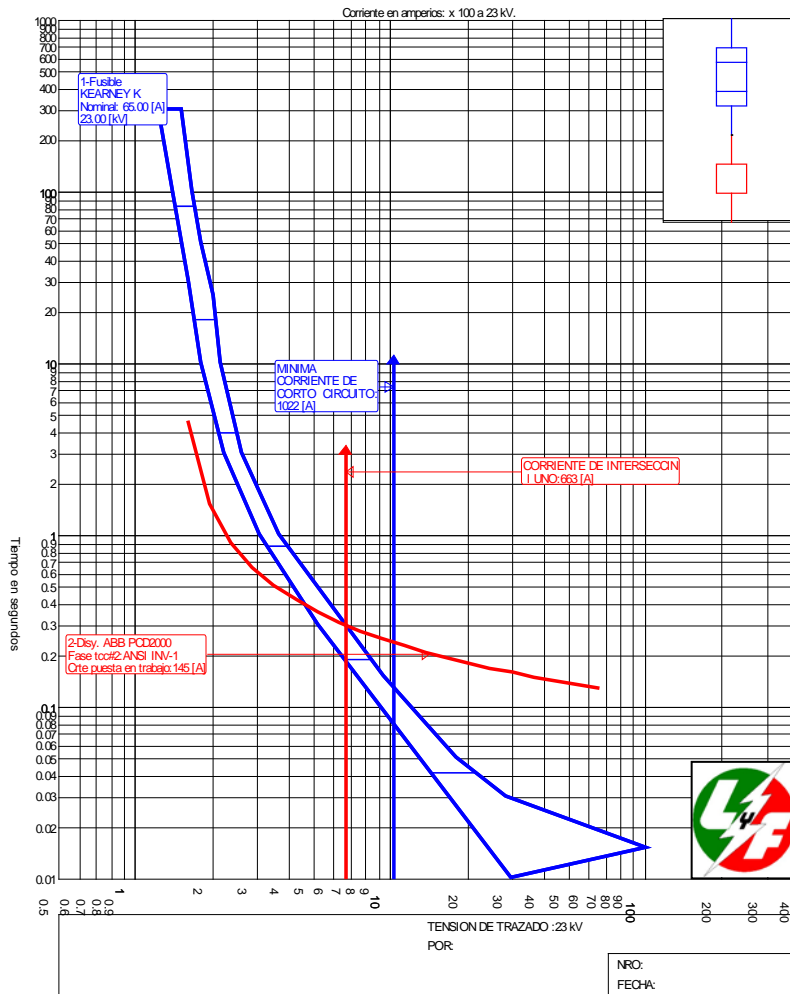


FIGURA 5.16.
INTERSECCIÓN DE LAS CURVAS LENTA
DEL RESTAURADOR Y MCT DEL FUSIBLE.

La corriente I_2 de acuerdo con el criterio de coordinación, debe ser mayor a la corriente máxima de cortocircuito, la cual como ya se menciona tienen un valor de 2484.4 AMP, por lo que la intersección de las curvas rápida del restaurador y la característica MMT del fusible debe ser mayor a los 2484.4 AMP, sin olvidar que la curva rápida del restaurador debe afectarse por el factor K_1 , para evitar el sobrecalentamiento del fusible tal y como se explica en el capítulo IV. El valor de K_1 para este relevador es de 1.35.

Con los datos de la corriente máxima de corto circuito, el valor de K_1 y el criterio de coordinación podemos ahora seleccionar la curva rápida del restaurador que cumpla con las condiciones necesarias para la coordinación de estos dos dispositivos.

En la figura 5.17 se muestra la curva rápida con el menor tiempo de respuesta que se puede seleccionar en el restaurador.

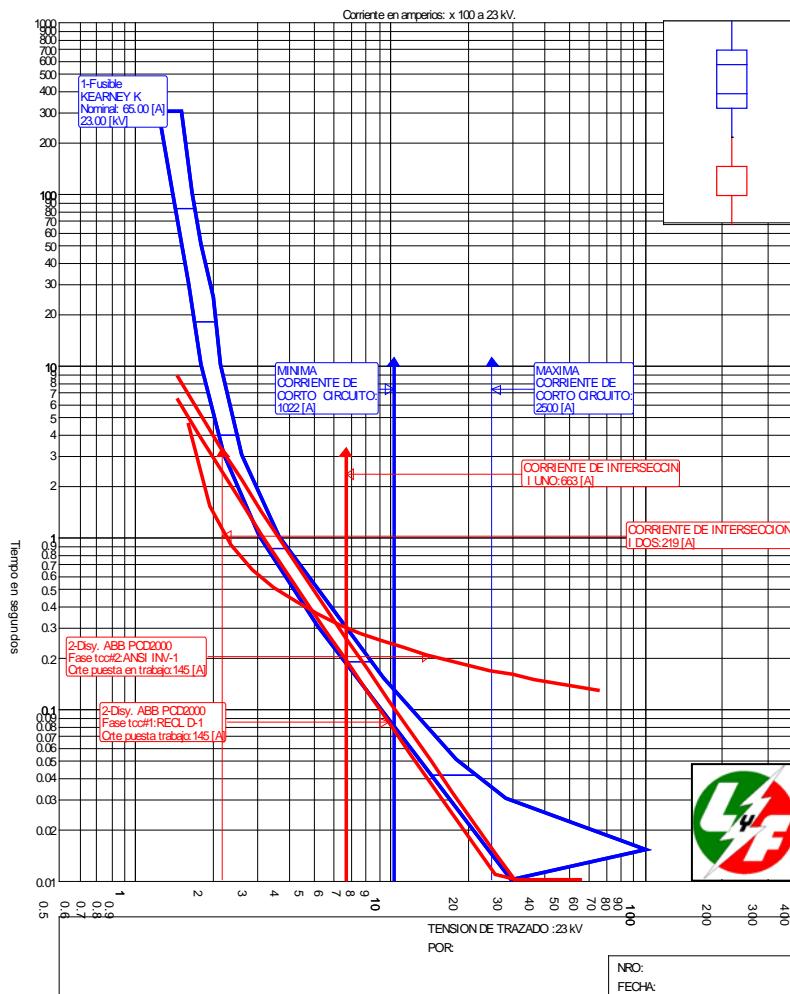


FIGURA 5.17.
INTERSECCIÓN DE CURVAS LENTA Y RAPIDA
DEL RESTAURADOR Y CURVAS DEL FUSIBLE.

Como se puede observar en la figura 5.17 la curva rápida del restaurador y la característica MMT del fusible se interceptan en un punto, cuya corriente es muchísimo menor a la corriente máxima de corto circuito. Esto se presenta porque el restaurador no cuenta con una curva rápida que pueda cumplir con la coordinación requerida, la curva rápida que se presenta en la figura 5.16 es la curva que responde en el menor tiempo posible para las curvas rápida del restaurador. Para poder dar solución a este problema y cumplir con los criterios de coordinación requeridos, remplazaremos el fusible K-65 por el inmediato superior, el cual será un K-80, permitiendo con esto la correcta aplicación de los criterios para la coordinación de estos dos dispositivos.

En la figura 5.18 se muestran las nuevas curvas rápidas y lentas del restaurador, y las curvas del fusible K-80 que cumplen con los criterios de coordinación mencionados en el capítulo IV.

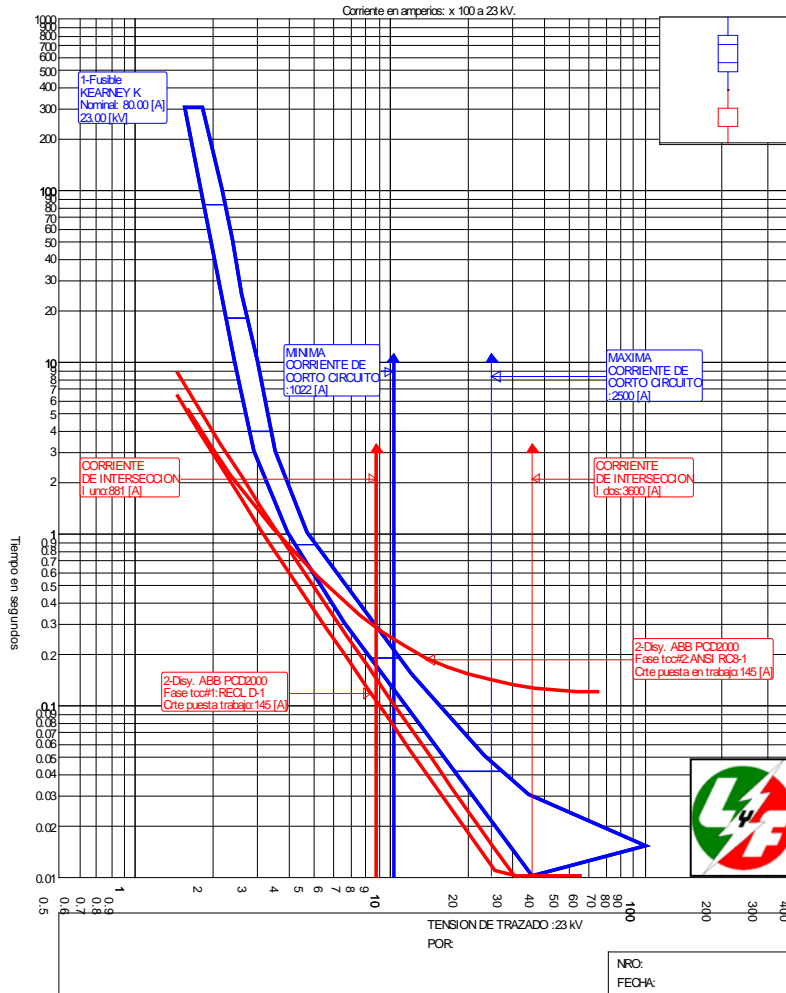


FIGURA 5.18.
CURVAS COORDINADAS DE RELEVADOR Y FUSIBLE.

V.5.7.COORDINACIÓN RESTAURADOR SECCIONALIZADOR.

Como se menciona en el capítulo IV la coordinación de un seccionalizador no requiere de una coordinación donde se definan márgenes de tiempo entre curva, ya que el seccionalizador no cuenta con una curva tiempo corriente, y solamente realiza conteos cuando se presenta una corriente de falla y posteriormente desaparece.

Primeramente seleccionaremos los puntos en el diagrama unifilar en donde colocaremos los dispositivos a coordinar. El restaurador se colocará nuevamente en el punto “C” y el seccionalizador en el punto “D” (punto en el cual se instaló un fusible en la coordinación anterior).

Con los puntos seleccionados, los ajustes del restaurador, cuentan con un amplio rango de selección, tal y como se menciona en el capítulo IV este solo requiere de seleccionar la corriente de la bobina que en este caso deberá ser mayor a los 100 AMP, puesto que esta es la corriente nominal en el punto “D”. La selección de la secuencia y de las curvas tanto rápidas como lentas, prácticamente pueden ser cualquiera.

De acuerdo a estas consideraciones por comodidad seleccionaremos los mismos ajustes en el restaurador que los de la coordinación del inciso anterior. Es importante mencionar que las curvas rápidas y lentas del restaurador deben proteger el alimentador desde el punto “D” que es el punto donde fue instalado el restaurador, hasta el punto “E” que es el final del alimentador. En la figura 5.19 se presentan las curvas del restaurador que cumplen con estas condiciones.

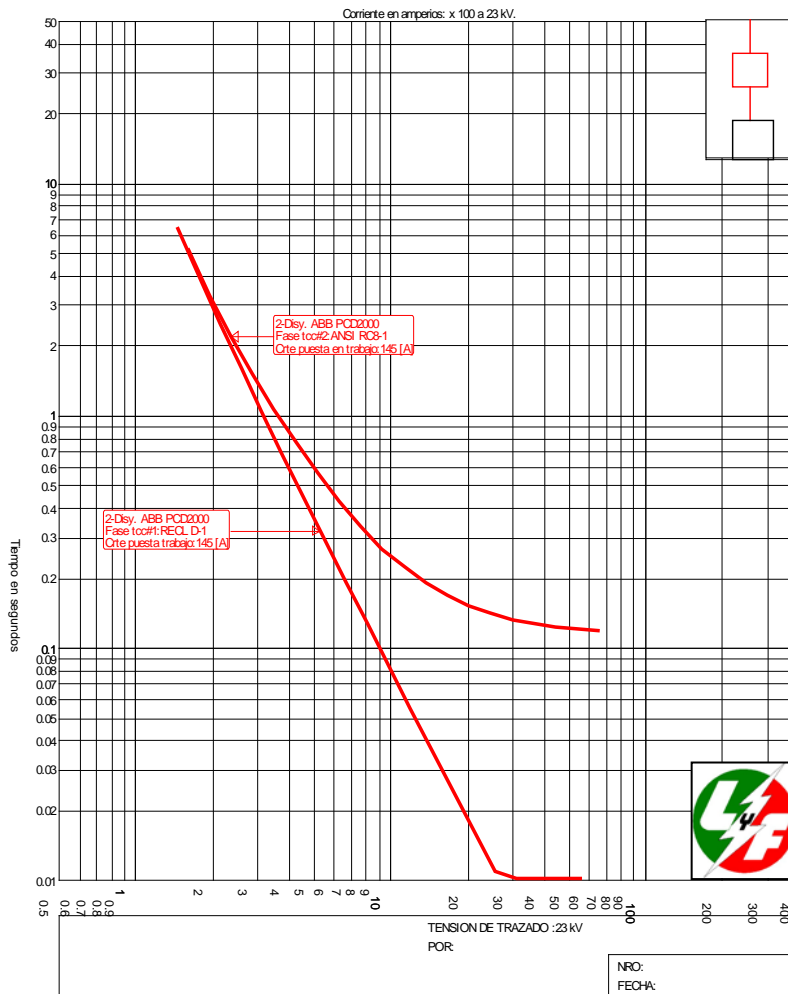


FIGURA 5.19.
CURVAS DEL RESTAURADOR PARA
PARA COORDINARSE CON EL SECCIONALIZADOR.

Con los ajustes del restaurador ya considerados solo resta ajustar el seccionalizador a tres conteos y que estos conteos se realicen con corrientes de corto circuito de por lo menos 1022.3 AMP, que es el valor mínimo de corriente de corto circuito en el punto “E”. La figura 5.20 presenta la coordinación de estos dos dispositivos.

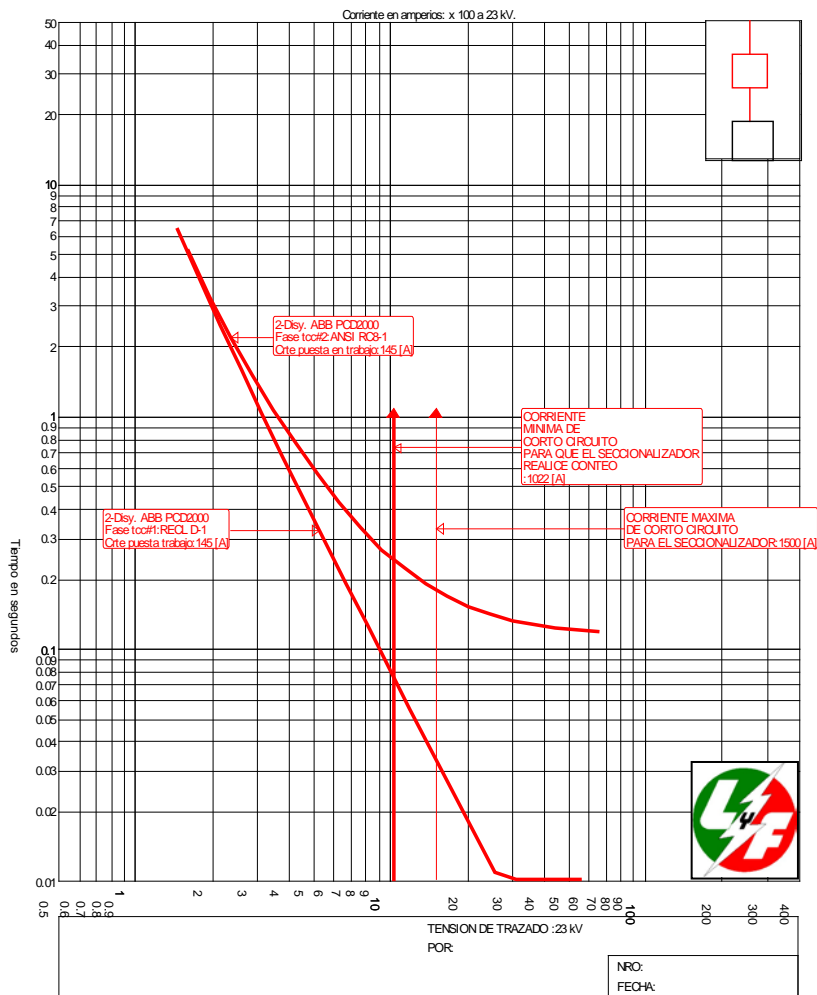


FIGURA 5.20.
COORDINACIÓN DE RESTAURADO SECCIONALIZADOR.

V.5.8.COORDINACIÓN RESTAURADOR SECCIONALIZADOR FUSIBLE.

Para realizar la coordinación de estos tres dispositivos, debemos enfocarnos principalmente en los criterios para coordinar el restaurador con el fusible, aplicando los criterios utilizados en el inciso 5.5.6 donde se coordinaron estos dos dispositivos.

Nuevamente seleccionaremos los puntos en los que se instalarán los dispositivos a coordinar. El restaurador que es en este caso el principal dispositivo de protección, se instalará en el punto “B” del diagrama unifilar, el seccionador en el punto “C” y el fusible en el punto “D”.

La capacidad seleccionada del fusible será nuevamente de un K-80 por las mismas consideraciones que se aplicaron en el inciso 5.5.6. Recordando que la capacidad del fusible seleccionado está en función de la corriente nominal que se tenga en el punto donde se instalará el fusible.

Como se indica en el capítulo IV los ajustes para el restaurador debe cumplir con las características para la coordinación restaurador fusible, y además tener una secuencia de operación de una curva rápida y tres curvas lentas.

Los valores de las corrientes I_{max} e I_{min} consideradas para la coordinación restaurador fusible, para los puntos en donde se instalarán los dispositivos son de 1022.3 AMP para la corriente I_{min} , la cual corresponde a la corriente de corto circuito monofásica por el punto “E” y de 2489.4 AMP para la corriente I_{max} la cual corresponde a la corriente de corto circuito trifásico en el punto “D”.

Debemos recordar que la corriente I_1 será la corriente de la intersección entre la curva lenta del restaurador y la característica MCT del fusible y que el valor de seta corriente debe ser menor a la corriente I_{min} seleccionada $I_1 < I_{min}$.

La corriente I_2 será la corriente resultante de la intersección de la curva rápida del restaurador y la característica MMT del fusible y que esta debe ser mayor a la corriente máxima seleccionada, $I_2 > I_{max}$. Cabe recordar que la curva rápida del restaurador debe afectarse por el factor K_1 que en este caso es de 1.35. En la figura 5.21 se presentan las curvas del restaurador y del fusible que cumplen con las condiciones ya mencionadas.

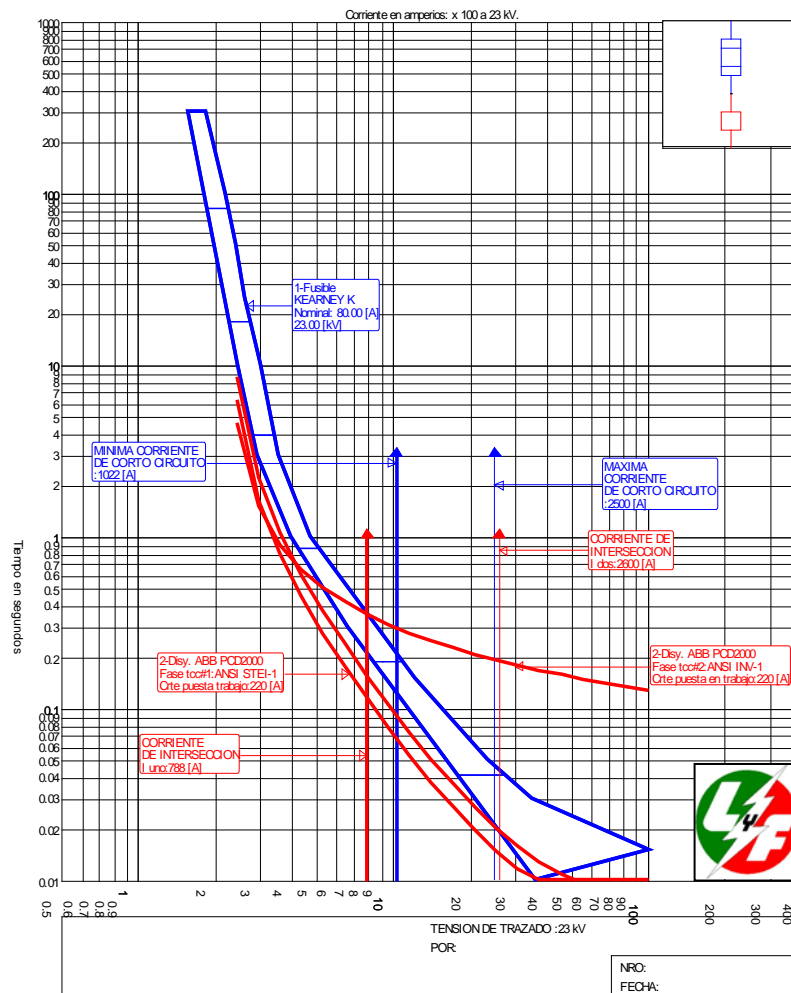


FIGURA 5.21.
CURVAS COORDINADAS DEL RESTAURADOR
Y FUSIBLE.

Realizados los ajustes para la coordinación del restaurador y del fusible ahora solo nos queda ajustar el seccionador que deberá ajustarse para realizar tres conteos, y la corriente mínima de corto circuito para que su bobina realice un conteo, será la corriente de corto circuito monofásica en el punto “E” con un valor de 1022.3 AMP. En la figura 5.22 se presentan las curvas coordinadas para estos tres dispositivos.

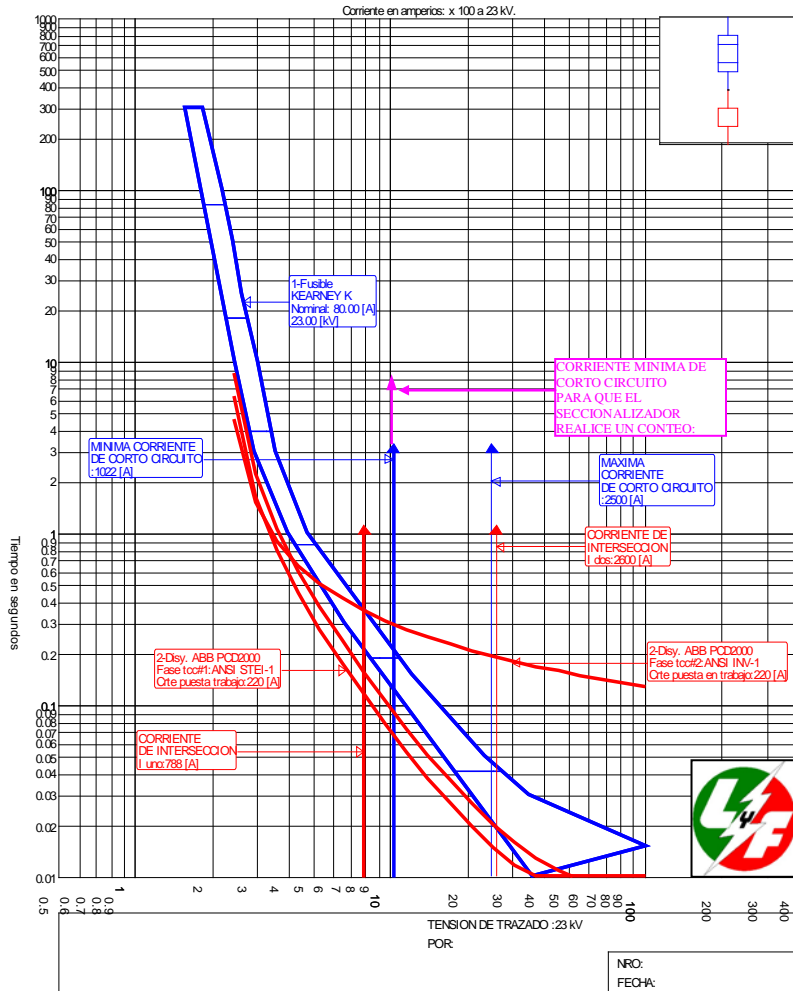


FIGURA 5.22. COORDINACIÓN DE RESTAURADOR SECCIONALIZADOR FUSIBLE.

V.5.9. COORDINACIÓN FUSIBLE FUSIBLE.

Para la coordinación de dos fusible primeramente seleccionaremos los puntos en el diagrama unifilar en los que se colocarán los dispositivos, estos puntos serán el punto “C” para el fusible lado fuente (de respaldo) y el punto “D” para el lado carga (primario).

La selección de las capacidades de los fusibles en los puntos “C” y “D” primeramente estarán basadas en la corriente nominal que circula por dichos puntos. La corriente nominal en el punto “C” es de aproximadamente 100 AMP por lo que se seleccionará un fusible K-140, y la corriente en el punto “D” es de aproximadamente 60 AMP por lo que se seleccionará un fusible K-80 para este punto.

Con las capacidades de los fusibles seleccionadas podemos ahora aplicar el criterio de coordinación entre estas dos curvas. El criterio establece que para la corriente máxima de corto circuito común a ambos fusibles,

debe existir un margen de tiempo de un 25% más de tiempo entre la característica MCT del fusible lado carga y la característica MMT del fusible lado fuente. La figura 5.23 presenta la corriente máxima de corto circuito (2489.4 AMP) y las dos curvas correspondientes a los fusibles.

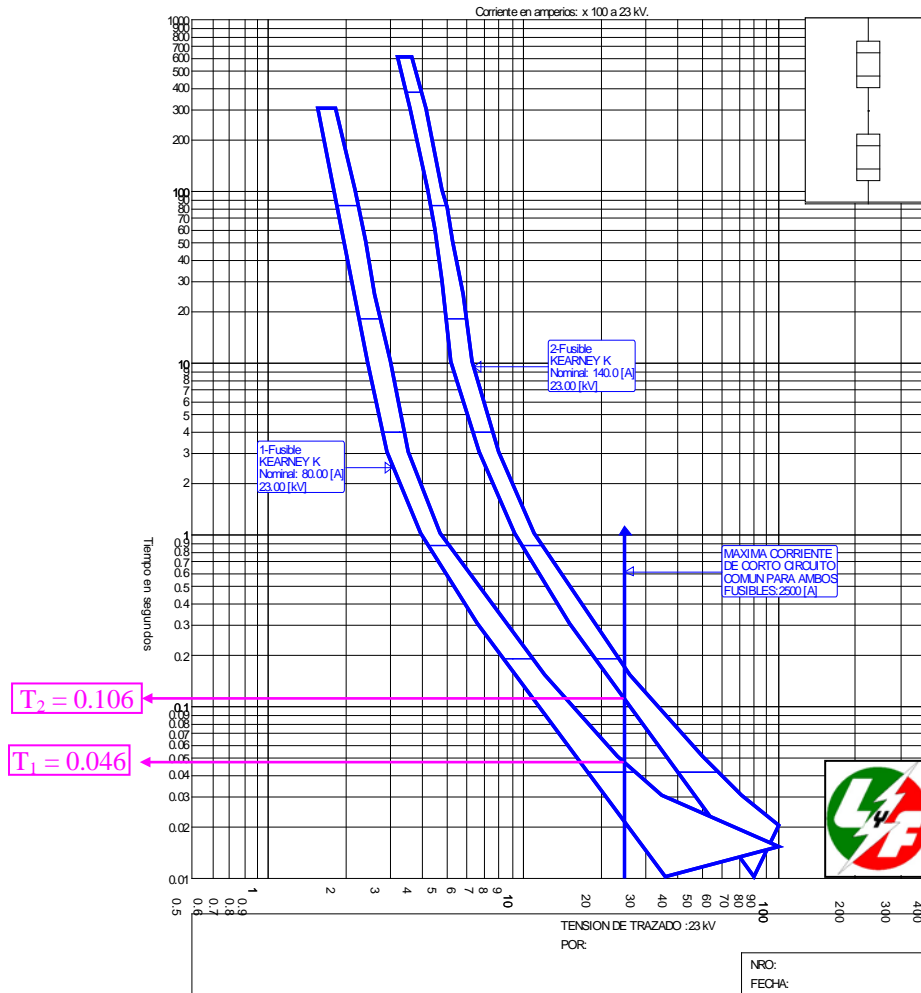


FIGURA 5.23.
COORDINACIÓN DE LAS CURVAS DE DOS FUSIBLES

En la figura 5.23 podemos ver los tiempos de fusión T_1 y T_2 para la corriente máxima de corto circuito con un valor de 2489.4 AMP T_1 tiene un valor de 0.046 seg. y T_2 un valor de 0.106 seg. si aplicamos la formula 4.3 para el criterio de coordinación fusible fusible tendremos:

$$0.046 \leq (0.75)(0.106)$$

$$0.046 \leq 0.0795$$

Ya que se cumple esta ecuación para los valores T_1 y T_2 podemos decir que se cumple la coordinación de estos dos fusibles.

CONCLUSIONES.

Dentro de este trabajo de tesis pudimos aprender que para realizar la coordinación de los diferentes dispositivos de protección es importante tener los conocimientos necesarios para su adecuada coordinación como son, conocer la corriente de corto circuito tanto trifásico como monofásica, la cual depende directamente de las características del circuito en estudio (en este caso los alimentadores aéreos), así como la impedancia y la potencia de la fuente (en este caso el transformador de distribución en la subestación Coapa) y el funcionamiento de los distintos equipos para proteger los alimentadores de la ocurrencia de corrientes de corto circuito.

También se conocieron los motivos por los que se deben utilizar los equipos, y que esto depende de que la ocurrencia de las fallas tanto transitorias como permanentes, las fallas transitorias se presentan en mayor medida que las fallas permanentes.

Que nunca se podría evitar la ocurrencia de fallas, que al evitar la desconexión prolongada del servicio a los usuarios, nos permite brindar un mejor servicio y que desde el punto de vista económico es importante mantener el servicio de manera continua ya que con esto se obtienen mayores ganancias, puesto que lo que se vende en la industria de la distribución es precisamente la energía eléctrica.

Es importante mencionar que también debe considerarse el costo beneficio que se pueda obtener al aplicar los equipos de protección, ya que no es recomendable tener un sistema protegido con todos los equipos presentados en esta tesis, tratando de evitar que los usuarios sufran de una falta de servicio si económicamente no es costoso.

La protección contra fallas también nos brinda una protección para evitar accidentes y pérdidas humanas ya que desconecta la zona fallada del resto del sistema dejando dicha zona sin potencial eléctrico puede evitar que una persona accidentada siga recibiendo corrientes de corto circuito.

Se pudo constatar de acuerdo a los datos obtenidos en el capítulo V que mientras más dispositivos se ven involucrados en el alimentador es más complicado realizar una coordinación entre ellos para obtener una correcta

operación de los distintos equipos que se ven involucrados en el esquema de protección. También la cercanía física de los equipos puesto que las corrientes de corto circuito son prácticamente iguales y no permiten margen de selectividad entre los equipos involucrados, sus curvas se ven prácticamente encimadas y no permiten mantener la coordinación en tiempo necesaria como se menciono en el capítulo IV.

De acuerdo a los datos presentados en los capítulos de esta tesis podemos concluir que la coordinación de las protecciones en un sistema de distribución requieren del conocimiento tanto de los equipos de protección (relevadores, restauradores seccionalizadores y fusibles) como del sistema, tales como: sus cargas, ocurrencias y tipos de falla, los tipos de conductores que lo conforman y las distancias de cada uno de ellos, la impedancia del sistema, etc., y que la correcta aplicación de estos dispositivos y su coordinación no solo dependen de los criterios expuesto en esta tesis, puesto que una correcta aplicación de estos criterios, también esta sujeta a las condiciones que se puedan presentar en cada caso (como la ubicación de cargas en diferentes puntos de un alimentador, zona geográfica que involucra tanto como características de clima, tipo de terreno, etc. y hasta tipo de población), ya que cada uno de estos casos de coordinación presentan características diferentes que podrían ser similares, pero nunca iguales, por lo que se debe tener cuidado ya que podrían no tener un resultado correcto permitiendo desconexiones de servicios durante periodos muy prolongados o no operar en caso de presentarse una corriente de cortocircuito al aplicarlas. Un manejo claro y eficiente de la aplicación de los distintos dispositivos de protección requiere de conocimiento del sistema y una amplia experiencia para obtener los mayores beneficios de la aplicación de los dispositivos de protección.

Cabe señalar que cada proyectista puede aplicar diferentes ajustes en los dispositivos pero siempre llegar a un correcto funcionamiento del sistema de protección el cual es de seleccionar correctamente cuando se presenten fallas permanentes de fallas transitorias y no confundir corrientes de sobrecarga con corrientes de corto circuito, no permitir que el sistema sufra por periodos prolongados la corriente de corto circuito, pues esta disminuye la vida útil de todos lo elementos que la conforman, como son transformadores, conductores aisladores etc.

BIBLIOGRAFÍA.

1. “ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”, Por William D. Stevenson. McGraw-Hill, México D.F. 1978.
2. “CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN”, Por Cia. de Luz y Fuerza del Centro. Gerencia de Distribución y Transmisión, 1991.
3. “CATÁLOGO DE CONDUCTORES PARA TANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN”, Por Conductores Monterrey S.A., [s.a.].
4. “ELECTRICAL DISTRIBUTION-SYSTEM PROTECTION”, Por Cooper Power System. USA. 1990.
5. “ELECTRICAL ENERGY SYSTEMS”, Por Mohamed E. El-hawary. CRC Press LLC, USA. New York, 2000.
6. “MANUAL DE PROSEDIMIENTO PARA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN”, Por Comisión Federal de Electricidad, 1997.
7. “NORMAS LYF MATERIAL 2.0099 CABLE ACSR”, Por CLyF, 1995.
8. “NORMAS LYF MATERIAL 2.0109 CABLES ALD”, Por CLyF, 1973.
9. “NORMAS LYF MATERIAL 2.0102 CABLE CUD”, Por CLyF, 1997.
10. “NORMAS LYF MONTAJE 4.0519 CORTACIRCUITOS FUSIBLE D 23112 RR”, Por CLyF, 2000.
11. “PROTECTIVE RELAYING PRINCEPLES AND APLICATIONS”, Por J. Lewis Blackburn. Marcel Dekker, Inc., USA. New York, 1987.