

Protecciones de Sistemas de Potencia

Armengol Blanco Benito
Facultad Nacional de Ingeniería
Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Electrónica

17 de diciembre de 2015

Prefacio

El presente apunte, es un esfuerzo que se realiza para facilitar el aprendizaje de la asignatura *Protección de Sistemas de Potencia* en la Facultad Nacional de Ingeniería. Es una versión actualizada de una publicación anterior.

Se analizan los relés electromecánicos por su sencillez y facilidad de entendimiento. Estos relés en algunos casos fueron reemplazados por los relés de estado sólido y relés digitales, pero los principios fundamentales no cambiaron.

Se introduce el concepto de los relés digitales de última generación y el análisis de señal discreta.

La asignatura se complementa con prácticas de laboratorio y simulación, integrando de este modo la teoría con la práctica.

Armengol Blanco

Índice general

1. El Sistema Eléctrico y su Protección	1
1.1. Introducción	1
1.2. Sistema Eléctrico de Potencia	1
1.2.1. Índice de fallas	3
1.2.2. Frecuencia de Ocurrencia de una Falla en un SEP	3
1.2.2.1. Frecuencia con que se Presentan Distintos Tipos de Fallas en las Líneas de Transmisión	4
1.2.2.2. Localización de Averías en las líneas de Transmisión	4
1.2.3. Filosofía de los Sistemas de Protección	4
1.2.4. Cualidades de un Sistema de Protección	5
1.2.5. Zonas de Protección	6
1.2.6. Protección Primaria y de Respaldo	6
2. Análisis de Cortocircuitos	9
2.1. Introducción	9
2.2. Componentes Simétricas	10
2.3. Conexión de Redes Secuencia	11
2.3.1. Impedancias de Secuencia	11
2.3.1.1. Falla Trifásica (L-L-L)	12
2.3.1.2. Falla Monofásica entre Fase y Tierra(L-G)	13
2.3.1.3. Falla entre Fases (L-L)	14
2.3.1.4. Falla entre los Conductores con Contacto a Tierra (L-L-G)	15
2.3.1.5. Ruptura de Conductor	15
2.3.1.6. Ruptura de dos Conductores	16
2.4. Falla Alimentada a Voltaje Constante	17
2.5. Falla Alimentada a Voltaje no Constante	18
2.6. Efectos Térmicos y Dinámicos de la Corriente de Cortocircuito	19
3. Dispositivos de Maniobra y de Protección	21
3.1. Introducción	21
3.2. Proceso de Interrupción y Desionización	21
3.2.1. Reignición del Arco Eléctrico	23
3.3. Dispositivos de maniobra	23
3.3.1. Disyuntor (Circuit - Breaker)	23

3.3.1.1.	Disyuntor de Soplo Magnético (Air Break Circuit Breakers)	24
3.3.1.2.	Aplicaciones	24
3.3.1.3.	Disyuntor de Aceite (Oil Circuit Breaker)	25
3.3.1.4.	Disyuntor en Vacío (Vacuum Circuit Breaker)	26
3.3.1.5.	Arco Voltaico en Vacío	27
3.3.1.6.	Características Técnicas	27
3.3.1.7.	Disyuntor de Aire Comprimido (Air Blast Circuit Breaker)	27
3.3.1.8.	Disyuntores en SF_6 (SF_6 Circuit Breaker)	28
3.4.	Interruptor (Switch)	31
3.4.1.	Ensayos de los Disyuntores	32
3.4.2.	Reconectador (Recloser)	32
3.4.3.	Seccionador (Switch)	33
3.4.3.1.	Fusible (Fuse)	34
3.4.3.2.	Fusible Limitador	35
3.4.3.3.	Fusible de Expulsión	36
3.4.4.	Seccionador Fusible (Fuse Cutout)	36
3.5.	Seccionalizador (Sectionalizer)	38
3.6.	Descargador (Surge Arrester)	38
4.	Relés de Protección	43
4.1.	Introducción	43
4.2.	Desarrollo Histórico	43
4.3.	Esquema General de un Relé de Protección	44
4.4.	Tipos de Relés	45
4.5.	Relé de Sobrecorriente	46
4.5.0.1.	Procedimiento para el Ajuste de un Relé de Sobrecorriente	48
4.6.	Relé de Sobrecorriente a Tierra	49
4.7.	Relé de Sobrecorriente Direccional	49
4.8.	Relé Direccional de Sobrecorriente con Unidad de Potencia	49
4.9.	Relé Direccional de Potencia Inversa	49
4.10.	Relés de Distancia	50
4.10.1.	Relé de Impedancia	50
4.10.2.	Relé de Reactancia	52
4.11.	Relé MHO	52
4.11.1.	Aplicación del Relé 21 para la Protección de una Línea de Transmisión	52
4.11.1.1.	Zonas de Protección	52
4.12.	Relé de Frecuencia	53
4.13.	Relé Diferencial	53
4.13.1.	Ajuste y Errores de la Protección Diferencial Porcentual	54
4.14.	Relés Auxiliares	56
4.15.	Relés Estáticos	56
4.16.	Relés Electrónicos	57
4.17.	Relés Digitales	57

5. Protección de Generadores	59
5.1. Introducción	59
5.2. Protección de Generadores Sincrónicos	59
5.2.1. Protección Diferencial del Estator Contra Cortocircuito	60
5.2.2. Protección Diferencial del Estator Contra Falla a Tierra	60
5.2.3. Protección Contra Sobrecalentamiento del Estator	61
5.2.4. Protección Contra la Elevación de Tensión	61
5.2.5. Protección del Rotor Contra Cortocircuitos en el Campo	62
5.2.6. Protección Contra la Pérdida de Excitación del Campo	62
5.2.7. Protección Contra Calentamiento del Rotor Debido a la Sobreexcitación	63
5.2.8. Protección Contra Retorno de Potencia	63
5.2.9. Protección de Sobrecorriente con Relé 51V	63
5.2.10. Protección Combinada de Generador con Transformador	64
6. Protección de Motores	65
6.1. Introducción	65
6.1.1. Protección Contra Cortocircuitos en el Arrollamiento del Estator	65
6.1.2. Protección Contra Sobrecalentamiento del Estator	65
6.1.3. Protección Contra Sobrecalentamiento del Rotor	66
7. Protección de Transformadores	67
7.1. Introducción	67
7.2. Esquema de Protección de Transformadores de Potencia	67
7.2.1. Causas de Fallas en Transformadores	68
7.3. Protección Diferencial Porcentual	68
7.3.1. Consideraciones para Aplicar el Relé Diferencial	69
7.4. Protección de Sobrecorriente	69
7.5. Protección por Medio de Relé de Presión y/o de Gas	69
7.6. Protección Contra Sobrecarga	71
7.7. Protección Contra Falla a Masa	71
8. Protección de Líneas de Transmisión, Alimentadores y Barras	73
8.1. Introducción	73
8.2. Protección de Líneas de Transmisión y Alimentadores	73
8.2.1. Protección de Sobrecorriente	73
8.2.2. Protección de Distancia	74
8.3. Protección Diferencial de Barras	78
8.4. Protección Diferencial Combinada	79
9. Coordinación de la Protección	81
9.1. Introducción	81
9.2. Coordinación de la Protección en Redes de Distribución	81
9.2.1. Coordinación Fusible - Fusible	81
9.2.2. Coordinación Fusible - Reconectador	82
9.2.3. Coordinación Reconectador - Fusible	82

9.2.4. Coordinación Interruptor Termomagnético - Fusible	83
9.2.5. Coordinación Fusible - Interruptor Termomagnético	84
9.2.6. Coordinación Relé - Interruptor Termomagnético	84
9.2.7. Aplicación de la Coordinación	84
A. Análisis de Señal	89
A.1. Introducción	89
A.2. Muestreo de Señal	89
A.2.1. Estimación lineal	90
A.2.2. Funcionamiento de la Ventana de Datos	92
A.2.2.1. Fuente de Errores	93
A.2.3. Teorema de muestreo de Nyquist	94

Índice de figuras

1.1. Diagrama unifilar típico de un SEP	2
1.2. Zonas de protección	6
1.3. Zona ciega	6
1.4. Protección de respaldo remoto	8
1.5. Respaldo local de disyuntor	8
2.1. Forma de la onda de la corriente de cortocircuito	9
2.2. Descomposición en componentes simétricas	10
2.3. Representación de falla trifásica	13
2.4. Interconexión de las redes de secuencia	13
2.5. Representación de falla monofásica a tierra	13
2.6. Interconexión de las redes de secuencia	14
2.7. Representación de falla bifásica	14
2.8. Interconexión de las redes de secuencia	14
2.9. Representación de falla bifásica a tierra	15
2.10. Interconexión de las redes de secuencia	15
2.11. Representación de la ruptura de conductor	16
2.12. Interconexión de las redes de secuencia para la ruptura de conductor	16
2.13. Representación de ruptura de dos conductores	17
2.14. Interconexión de las redes de secuencia para la ruptura de dos conductores	17
2.15. Incremento del flujo en el entrehierro	18
3.1. Proceso de interrupción de arco voltaico	22
3.2. Disyuntor de sople magnético	24
3.3. Mecanismo de accionamiento	24
3.4. Disyuntor de gran volumen de aceite	25
3.5. Disyuntor de pequeño volumen de aceite	26
3.6. Disyuntor en vacío	26
3.7. Disyuntor de sople unidireccional	28
3.8. Disyuntor de sople bidireccional	28
3.9. Diagrama de Mollier del SF_6	29
3.10. Región de trabajo del SF_6	29
3.11. Tensión disruptiva en función de la presión	30
3.12. Operación del disyuntor de SF_6	30
3.13. Característica tiempo versus corriente del reconector	33

3.14. Seccionador giratorio	34
3.15. Seccionador tipo pantógrafo	35
3.16. Característica tiempo-corriente típico de un fusible	35
3.17. Fusible tipo limitador	36
3.18. Oscilograma del fusible tipo limitador	36
3.19. Fusible tipo expulsión	36
3.20. Oscilograma del fusible tipo expulsión	37
3.21. Seccionador fusible	37
3.22. Seccionalizador	38
3.23. Seccionalizador	38
3.24. Forma de onda de descarga	39
3.25. Cuernos de arqueo de un transformador	40
3.26. Descargador autovalvular	41
4.1. Esquema de un relé de protección	44
4.2. Característica $t - I$ instantáneo	47
4.3. Característica $t - I$ retardado	47
4.4. Característica $t - I$ inversa	47
4.5. Característica corriente versus tensión del relé 51V	48
4.6. Esquema de conexión de relé para falla a tierra	49
4.7. Diagrama de conexiones del relé de distancia	50
4.8. Lugar geométrico del relé de impedancia	51
4.9. Lugar geométrico del relé de reactancia	52
4.10. Lugar geométrico del relé MHO	52
4.11. Aplicación combinada de los relés de reactancias y MHO	53
4.12. Características de la acción del relé de frecuencia	54
4.13. Relé diferencial amperimétrico	54
4.14. Característica del relé diferencial amperimétrico	55
4.15. Relé diferencial porcentual	55
4.16. Característica del relé diferencial porcentual	55
4.17. Errores en el ajuste del relé diferencial porcentual	56
4.18. Esquema de un relé de protección electrónico	57
4.19. Esquema de un relé de digital	58
5.1. Protección diferencial	60
5.2. Generador con puesta a tierra mediante transformador	61
5.3. Protección contra calentamiento del estator	62
5.4. Protección contra cortocircuito en el campo	62
5.5. Protección del rotor	63
5.6. Aplicación del relé 51V	63
5.7. Protección combinada generador con transformador	64
6.1. Motor sin neutro	65
6.2. Motor con neutro	66
7.1. Protecciones principales de un transformador de potencia	67

7.2. Resultado de la aplicación del relé diferencial	68
7.3. Protección de sobrecorriente	69
7.4. Relé Buchholdz	70
7.5. Instalación del relé Buchholdz	70
8.1. Escalonamiento de tiempo en una línea radial	74
8.2. Línea protegida por relés de sobrecorriente	75
8.3. Características del relé IAC de la General Electric, Inc.	75
8.4. Características del relé CO-8 de la Whestinghouse, Inc.	76
8.5. Protección de líneas mediante relés de distancia [15]	76
8.6. Protección de líneas mediante relés de impedancia [15]	77
8.7. Aplicación relés de distancia [15]	77
8.8. Protección diferencial con TC	78
8.9. Protección diferencial con acopladores lineales	78
8.10. Protección combinada transformador y barra	79
9.1. Conexión Fusible-Fusible	81
9.2. Coordinación Fusible-Fusible	82
9.3. Coordinación Fusible-Reconectador	83
9.4. Coordinación Reconectador-Fusible	83
9.5. Diagrama unifilar de la red eléctrica	84
9.6. Curvas de coordinación	85
A.1. Ventana de datos	93

Capítulo 1

El Sistema Eléctrico y su Protección

1.1. Introducción

En este capítulo, se presentan las características principales del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), las perturbaciones que ocurren en la red, los tipos de fallas y su ocurrencia. Asimismo, se detallan las cualidades de un sistema de protección y las protecciones primaria y de respaldo.

1.2. Sistema Eléctrico de Potencia

Por las características geográficas, la extensión territorial y la ubicación de los recursos naturales de un país, la transmisión de la energía eléctrica normalmente se lo realiza a grandes distancias, desde los centros de generación a los centros de consumo y se pueden distinguir las siguientes etapas:

1. Generación
2. Transformación
3. Transmisión
4. Subtransmisión
5. Distribución

En la Fig. (1.1), se muestra el esquema del diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia típico.

Los principales elementos de un SEP, son:

1. Líneas
2. Interruptores de potencia
3. Cables
4. Transformadores de potencia
5. Barras

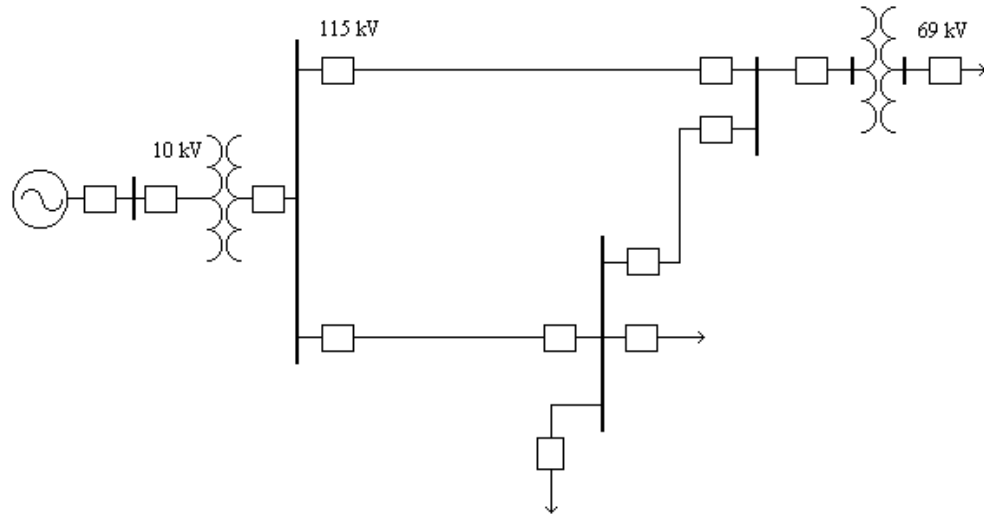


Figura 1.1: Diagrama unifilar típico de un SEP

6. Equipos de control
7. Generadores
8. Motores
9. Transformadores de medida y protección
10. Dispositivos de protección
11. Banco de condensadores
12. Bancos de reactores
13. Dispositivos de maniobra

Estos elementos, están expuestos tanto a perturbaciones de origen externo e interno, tales como:

1. Sobretensiones internas por maniobra de interruptores.
2. Sobretensiones debidos a descargas atmosféricas.
3. Destrucción mecánica: inversión de potencia, embalamiento.
4. Fallas de aislación: envejecimiento, perforación, corrosión, humedad.
5. Fallas de personal: maniobras incorrectas, mantenimiento incorrecto.
6. Condiciones atmosféricas: viento, nieve, helada, lluvia, descargas.
7. Demanda de potencia excesiva: crecimiento no previsto.
8. Caída de tensión excesiva.

Estas perturbaciones se pueden agrupar y clasificar en:

1. Cortocircuitos
2. Sobrecargas
3. Inversión de potencia
4. Sobretensión
5. Subtensión

1.2.1. Índice de fallas

El índice de fallas, se define como la frecuencia de ocurrencia de fallas en la explotación de un SEP, es un indicador económico y técnico, así como de la capacidad interrumpida. Estos indicadores, se utilizan para evaluar el rendimiento del sistema.

1.2.2. Frecuencia de Ocurrencia de una Falla en un SEP

En el cuadro (1.1), se presentan a título ilustrativo, la frecuencia de ocurrencia de fallas de los elementos de un SEP, en el sistema de la India y del sistema eléctrico interconectado, SEI de la Ex-URSS.

Cuadro 1.1: Frecuencia de ocurrencia de fallas

Equipo	Sistema INDIA % del Total	SEI Ex-URSS % del Total
Líneas aéreas	50	36
Torres		7
Aisladores		8
Cables	10	
Disyuntores	15	6
Transformadores de potencia	12	12
Transformadores de medición	2	1
Desconectadores		3
Generadores		8
Compensadores sincrónicos	5	
Dispositivos de control	3	6
Relés		6
Error humano		5
Otros	8	

Analizando la frecuencia de ocurrencia de fallas, se ve que las líneas de transmisiones, son las que están más expuestas a los distintos tipos de fallas, debido a que cubren extensos territorios.

1.2.2.1. Frecuencia con que se Presentan Distintos Tipos de Fallas en las Líneas de Transmisión

En el cuadro (1.2), se presenta la frecuencia con que se presentan los distintos tipos de fallas, en el sistema de la India y del sistema Canadiense, CEA.

Cuadro 1.2: **Frecuencia de tipos de fallas**

Falla	Sistema INDIA %	230 kV CEA %	115 kV CEA %
L - G	85	69.75	62.70
L - L	8	3.09	7.94
L - L - G	5	18.52	19.44
L - L - L	2 ó más	8.64	9.92

Analizando los datos de la frecuencia de fallas del cuadro (1.2), las fallas monofásica a tierra son los más frecuentes y las fallas trifásicas son de ocurrencia menor.

1.2.2.2. Localización de Averías en las líneas de Transmisión

En el cuadro (1.3), se muestra la localización de averías en las líneas de transmisión del sistema Canadiense, CEA.

Cuadro 1.3: **Localización de Averías**

Al principio	20
En la mitad	60
Al final	20

Analizando los datos de la localización de fallas del cuadro (1.3), las fallas están localizadas en la zona intermedia de las líneas de transmisión.

1.2.3. Filosofía de los Sistemas de Protección

Sería ideal que un SEP suministre ininterrumpidamente energía a la carga conectada, debido a la extensión del sistema y la diversidad de las averías de perturbación que se presentan, un sistema de protección debe garantizar económicamente la calidad del servicio eléctrico y asegurar una vida razonable de una instalación eléctrica.

Según el nivel de tensión de transmisión, la filosofía utilizado por los sistemas de protección son:

1. En los sistemas de generación (SGs, 6,9 – 10 kV) , el objetivo de la protección del sistema de protección es evitar los daños en los primomotores y generadores, ya que son el corazón del SEP.
2. En los sistemas de transmisión (STs, 69 – 230 kV), el objetivo de los sistemas de protección es el de mantener la estabilidad del SEP , generalmente las líneas de transmisión interconectan sistemas aislados.

3. En los sistemas de subtransmisión (SSTs, 13,8 – 115 kV), el objetivo del sistema de protección es evitar o disminuir el daño en los equipos ante la presencia de disturbios, garantizar la continuidad del servicio y minimizar el número de usuarios afectados.
4. En los sistemas de distribución (SDs, 6,9 – 34,5 kV), los sistemas de protección tienen el objetivo de minimizar los efectos térmicos y dinámicos en los distintos equipos de la red, de tal manera que los usuarios afectados sea mínimo.

Los Sistemas de Protección (SPs), deben proteger el sistema contra los black-outs, *aplastamientos* del SEP, ya que sus consecuencias para un país son de tipo económico y social.

La relación costo/beneficio tiene su importancia si el objetivo del SP es proteger los equipos, racionalizando los esquemas de protección, no tienen validez si el objetivo es proteger al personal, ya que el adiestramiento y preparación del personal tiene un costo considerable.

1.2.4. Cualidades de un Sistema de Protección

La protección ideal sería aquella que actuará solamente ante los disturbios para los que ha sido instalado, que lo hiciera en el menor tiempo posible y que su precio fuera mínimo. Las cualidades esenciales de un SP son:

1. **Seguridad.** Es la probabilidad de no actuación de un sistema o componente cuando no debe hacerlo.
2. **Obediencia.** Es la probabilidad de actuación de un sistema o componente cuando debe hacerlo.
3. **Fiabilidad.** Es la probabilidad de que un sistema o componente actúe única y exclusivamente cuando debe hacerlo. La fiabilidad es el producto de la seguridad y obediencia.
4. **Precisión.** Es la respuesta a los valores de entrada predeterminado. Conocido también como discriminación, es la propiedad de diferenciar entre una condición de falla y una sobrecarga o corrientes de conexión de equipos.
5. **Rapidez.** Es el tiempo de respuesta desde la aparición del incidente hasta que cierra sus contactos el relé.
6. **Flexibilidad.** Es la facilidad de adaptarse a cambios funcionales.
7. **Simplicidad.** Es la reducido número de funciones e interacciones.
8. **Mantenimiento.** En el diseño se debe reducir al mínimo de piezas sujetas a desgaste evitando así el mantenimiento periódico.
9. **Facilidad de prueba.** Es el mínimo equipo necesario para realizar la prueba, sin desconectar.
10. **Autodiagnostico.** Es la facilidad de diagnosticarse, principalmente en relés estáticos.
11. **Modularidad.** Las piezas construidas en módulos, facilitan el mantenimiento.
12. **Precio.** El debe ser bajo y competitivo.

13. **Selectividad.** Es la propiedad por medio de la cual solo se aísla el elemento del sistema que se encuentra en condiciones de falla, quedando el resto del sistema en buen estado.

1.2.5. Zonas de Protección

En un sistema de potencia se debe realizar una definición de las zonas de protección (zona de influencia de cada protección) y su comportamiento para cada tipo de disturbios prevesibles.

Por otra parte se debe definir concretamente los márgenes de protección y zonas de solapamiento de cada sistema de protección en torno a un disyuntor, de tal manera que ninguna parte del sistema quede sin protección.

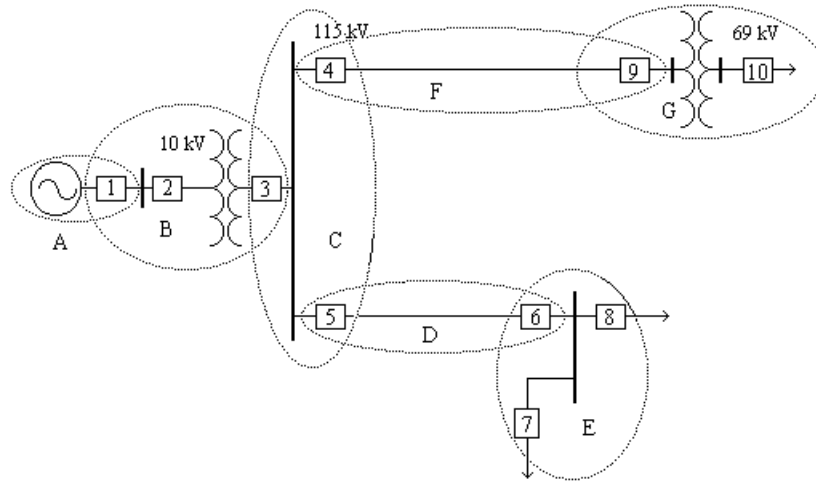


Figura 1.2: Zonas de protección

La zona o área protegida es aquella parte de un sistema de potencia resguardada por una cierta protección, pueden existir regiones ciegas (no protegidas ya sea por consideraciones económicas, ahorro de espacio o imposibilidad de coordinación de la selectividad).

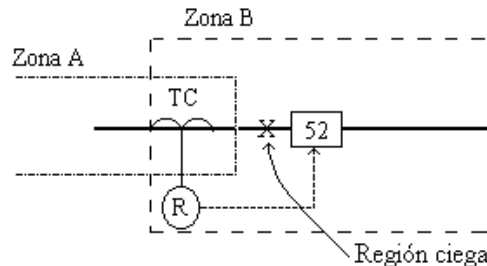


Figura 1.3: Zona ciega

1.2.6. Protección Primaria y de Respaldo

Para obtener una selectividad adecuada de los sistemas de protección, cada zona debe estar protegida por dos juegos de protecciones, que deben ser lo más independientes posibles, con objeto

de cubrir la falla de alguno de los dos juegos. Estas protecciones son:

1. **Protección primaria.** Esta protección debe actuar con la mayor rapidez posible y en primer lugar. La de respaldo se energiza y arranca al mismo tiempo que la primaria y como es más lento, solo operará en caso de que la primaria no respondiera. En el remoto caso de que fallarán la primaria y la de respaldo, deben operar las protecciones de las subestaciones alimentadoras, que haciendo las veces de una tercera protección mucho más lenta, desconecta la energía que incide sobre la zona de falla.

La protección primaria se diseña de tal manera que desconecte la mínima porción posible de un SEP, de manera que aisle el elemento fallado, tomando las siguientes consideraciones:

- a) Cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada deberá disparar todos los disyuntores que envían energía a esa zona.
- b) Se debe considerar zonas de traslape, los puntos de unión de zonas contiguas, por lo general son disyuntores que alimenta las dos zonas.
- c) Los transformadores de corriente son los elementos que delimitan físicamente las zonas de protección.

La protección primaria puede fallar por las siguientes causas:

- a) Falla de interruptor, ya sea del mecanismo de operación o del circuito de disparo.
 - b) Falla de la alimentación de C.C. para el accionamiento del interruptor.
 - c) Falla de algún relé.
 - d) Falla de los transformadores de protección.
2. **Protección secundaria o de respaldo.** Es la protección que debe operar cuando la protección primaria falla o esta fuera de servicio (en mantenimiento). Opera mediante elementos independientes de los utilizados en la protección primaria. La protección de respaldo generalmente abarca una mayor porción del sistema, que la primaria. La protección secundaria debe tener un retraso en el ajuste.
 3. **Protección de respaldo remoto.** Es una protección remota que se activa cuando falla la protección primaria o secundaria propias. Se considera como un tercer grado de protección. Generalmente la señal es enviada por el sistema CARRIER. Si ante una falla en la línea L_3 y no opera el disyuntor 8, deben actuar como protección de respaldo los disyuntores de L_1 y L_2 .
 4. **Protección de respaldo local de disyuntor.** Se considera como un tercer grado de protección, se protege con un tercer juego de relés, que opera cuando ocurre la falla de algún disyuntor. Si ante una falla en L_1 , no opera el disyuntor 3, actuarán los relés de los disyuntores de L_2 y barra II.

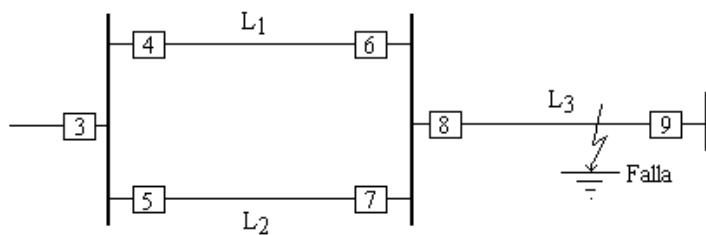


Figura 1.4: Protección de respaldo remoto

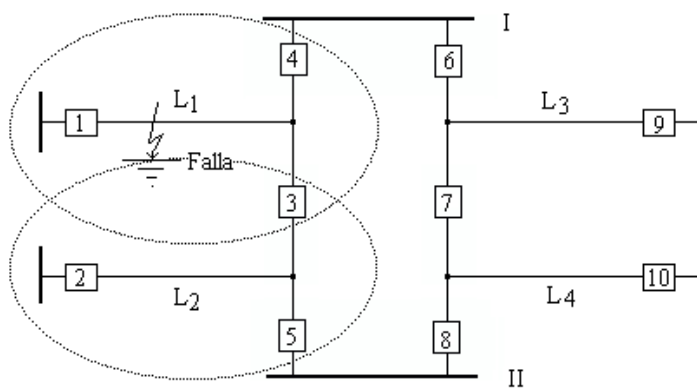


Figura 1.5: Respaldo local de disyuntor

Capítulo 2

Análisis de Cortocircuitos

2.1. Introducción

Las perturbaciones debido a los cortocircuitos tienen efectos muy perjudiciales sobre un sistema eléctrico, lo cual se limita mediante la eliminación o liberación de la falla.

Definición 2.1 Cortocircuito. *Un cortocircuito es un camino por el cual se desvía la corriente, debido a que la resistencia que ésta encuentra es menor que la del camino que ella usualmente recorre y está limitado principalmente por la impedancia equivalente del circuito.*

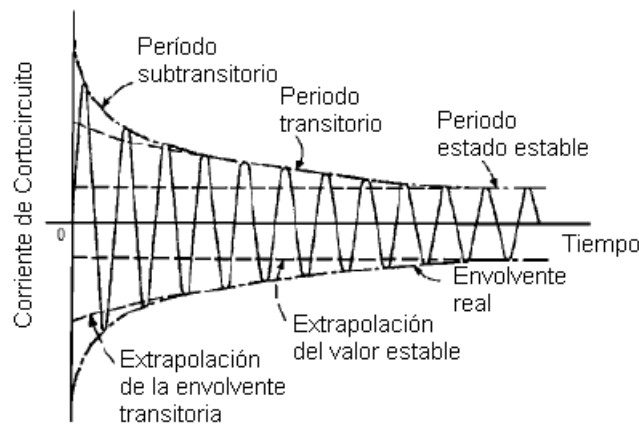


Figura 2.1: Forma de la onda de la corriente de cortocircuito

En la Fig. (2.1), se muestra el oscilograma de la corriente de cortocircuito.

En el estudio de cortocircuitos se analizan tres factores fundamentales como ser:

1. Las fuerzas que actúan sobre los elementos del circuito debido al incremento de la corriente.
2. La magnitud de la corriente de falla que tienen que ser capaces de interrumpir con seguridad los elementos desconectivos del circuito.

3. La temperatura de los conductores y demás elementos del circuito fallado, de manera que ninguno sufra daño debido al exceso de calor generado, desde el punto de vista térmico.

En el caso de ocurrencia de un cortocircuito, es necesario definir los siguientes conceptos:

1. **Corriente inicial o máxima.** Es el valor máximo que inicialmente puede tomar la corriente de falla. Determina el efecto dinámico de la corriente de cortocircuito inicial.
2. **Corriente de ruptura.** Es el valor que tiene la corriente de cortocircuito en el momento en que el interruptor separa sus contactos para interrumpir la alimentación a la falla.
3. **Corriente térmica.** Es la magnitud de corriente efectiva que el equipo o elemento debe resistir sin dañarse, durante 1 s. Determina el efecto térmico de la corriente de cortocircuito.
4. **Corriente de cortocircuito permanente.** Es el valor de la corriente de cortocircuito en régimen permanente.

2.2. Componentes Simétricas

En 1918, el Dr. Charles L. FORTESCUE propuso el método de descomponer un sistema asimétrico de m -fases, en m -sistemas simétricos, denominados componentes simétricas. Es una transformación, para que sea posible es necesario que m sea un número primo, como es el caso del sistema trifásico.

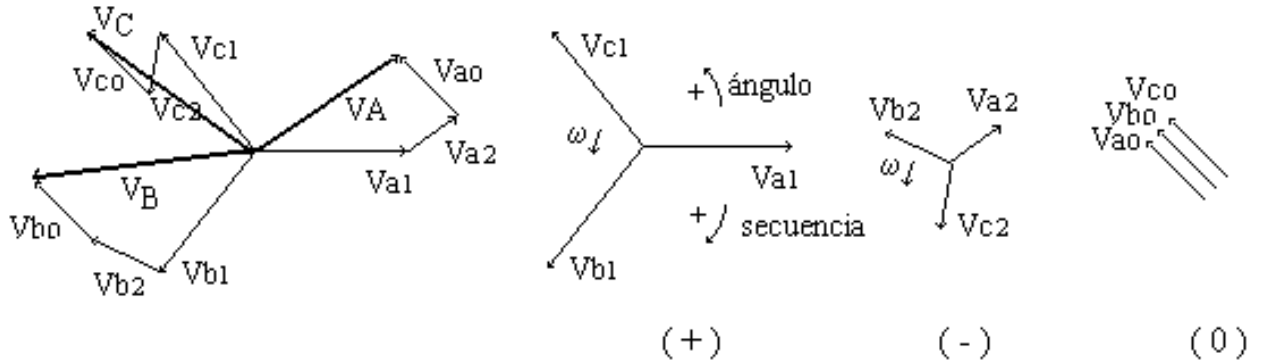


Figura 2.2: Descomposición en componentes simétricas

El fasor a es un operador que tiene la particularidad de hacer girar 120° un fasor cualquiera, al ser multiplicado por a .

$$a = 1e^{j120^\circ} = 1e^{j\frac{2\pi}{3}}$$

Si se toma, la fase A como referencia, entonces los fasores de las componentes simétricas se pueden expresar como:

$$\begin{array}{ccc}
(+ & & (- & & (0) \\
V_{a1} & & V_{a2} & & V_{a0} \\
V_{b1} = a^2 V_{a1} & V_{c1} = a V_{a2} & V_{b0} = V_{a0} \\
V_{c1} = a V_{a1} & V_{c2} = a^2 V_{a2} & V_{c0} = V_{a0} \\
V_A & = & V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \\
V_B & = & V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} \\
V_C & = & V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2} \\
\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} & = & \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \\
\begin{bmatrix} V_{ABC} \end{bmatrix} & = & A \begin{bmatrix} V_{a012} \end{bmatrix} \\
\begin{bmatrix} V_{a012} \end{bmatrix} & = & A^{-1} \begin{bmatrix} V_{ABC} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} A^* \begin{bmatrix} V_{ABC} \end{bmatrix}
\end{array}$$

donde:

$$\begin{array}{ll}
A & = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad \text{Matriz de transformación, en otra literatura } T = A \\
A^{-1} & = \text{Matriz inversa de } A \\
A^* & = \text{Matriz conjugada de } A
\end{array}$$

2.3. Conexión de Redes Secuencia

La red de secuencia es el conjunto de impedancias o admitancias, por las cuales circulan las corrientes de secuencia respectiva, ó sea, se puede interpretar como la impedancia o admitancia que la corriente de secuencia positiva, negativa y cero encontrarían en el circuito, si se le aplicará el sistema simétrico de tensiones de la secuencia correspondiente.

2.3.1. Impedancias de Secuencia

Generador

Z_1 . Si se conecta un sistema simétrico de tensiones de secuencia positiva a los bornes del generador, éste sistema girará en el mismo sentido del flujo del rotor de la máquina, haciendo que ambos flujos giren a velocidad sincrónica, o sea se mantiene estáticos uno respecto al otro. Por tanto al no haber variación relativa del flujo, este se cierra en forma estable a través del hierro por tanto:

$$Z_1 = Z_S$$

Z_2 . Si se conecta un sistema simétrico de voltajes de secuencia negativa, el flujo magnético gira en sentido contrario al del flujo producido por el rotor, la velocidad relativa de giro de uno respecto al otro es el doble de la velocidad angular de cada uno de ellos por separado. Esto hace que en cada instante circule por los arrollamientos del rotor una corriente cuyo flujo magnético no puede variar instantáneamente, por lo que en el instante de la variación surge un flujo que trata de mantener la situación existente antes de la variación.

Todo esto, hace que el flujo magnético de secuencia negativa tenga que cerrarse a través del aire y el valor de la reactancia de secuencia negativa es comparable con la reactancia subtransitoria o sea:

$$Z_2 = Z_d''$$

Z_0 . Las componentes de secuencia cero están en fase, son de igual magnitud y su campo magnético no gira. La reactancia es producto de las corrientes que circulan en los circuitos en corto circuito del rotor, y es debido a los flujos dispersos a través del aire.

Transformadores

En los transformadores, como no existe campo rotante, la circulación de corrientes tanto de secuencia positiva y negativa es la misma, por tanto:

$$Z_1 = Z_2$$

La impedancia de secuencia cero es aproximadamente igual a la impedancia de secuencia positiva. Depende del grupo de conexión.

$$Z_0 \approx Z_1$$

Líneas de Transmisión

En las líneas de transmisión, las corrientes de secuencia, tanto positiva como negativa es la misma, por lo que:

$$Z_1 = Z_2$$

Las corrientes de secuencia cero depende del tipo de aterramiento, tipo de terreno, clase de conexión de los transformadores y está dado por:

$$Z_0 = R_{terreno} + Z$$

2.3.1.1. Falla Trifásica (L-L-L)

Es una falla simétrica, por tanto no existen componentes de secuencia negativa y cero. Por lo que, solo interesa la red de secuencia positiva.

La componente de secuencia positiva, es:

$$\begin{aligned} I_x &= I_{x1} = \frac{V_F}{Z_1} \\ MVA_{cc3\phi} &= \sqrt{3}V_L I_{cc3\phi} \end{aligned}$$

En la Fig. (2.3), se representa el esquema de la falla trifásica y en la Fig. (2.4), se muestra la conexión de la red de secuencia.

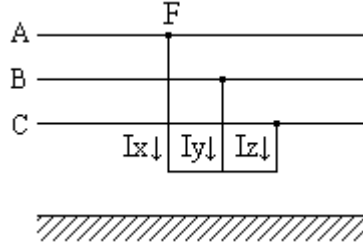


Figura 2.3: Representación de falla trifásica

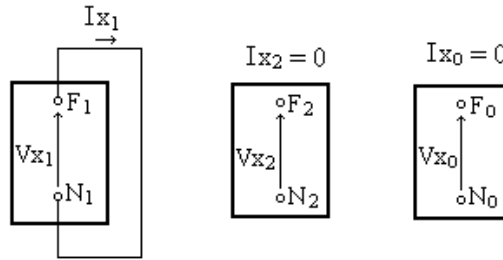


Figura 2.4: Interconexión de las redes de secuencia

2.3.1.2. Falla Monofásica entre Fase y Tierra(L-G)

En la Fig. (2.5), se representa el esquema de la falla monofásica a tierra y en la Fig. (2.6), se muestra la conexión de las redes de secuencias.

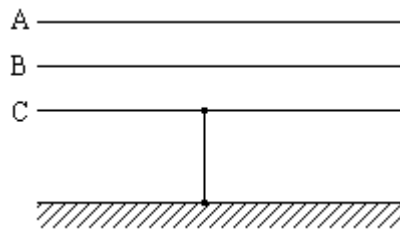


Figura 2.5: Representación de falla monofásica a tierra

La componentes de secuencias, son:

$$\begin{aligned}
 I_{x0} &= I_{x1} = I_{x2} = \frac{I_x}{3} \\
 I_{a0} &= I_{a1} = I_{a2} = \frac{V_F}{Z_1 + Z_2 + 0} \\
 I_{ccA} &= I_{a1} + I_{a1} + I_{a0} = 3I_{a1} \\
 MVA_{cc1\phi} &= \sqrt{3}V_L I_{ccA}
 \end{aligned}$$

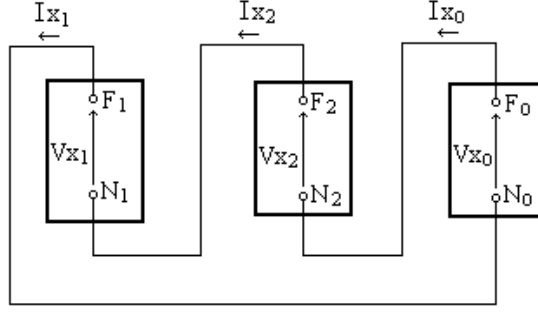


Figura 2.6: Interconexión de las redes de secuencia

2.3.1.3. Falla entre Fases (L-L)

En la Fig. (2.7), se representa el esquema de la falla bifásica y en la Fig. (2.8), se muestra la conexión de las redes de secuencias.

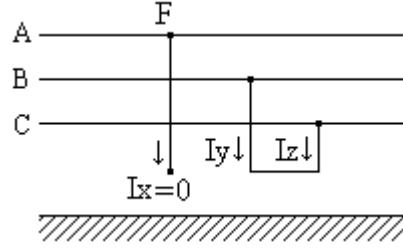


Figura 2.7: Representación de falla bifásica

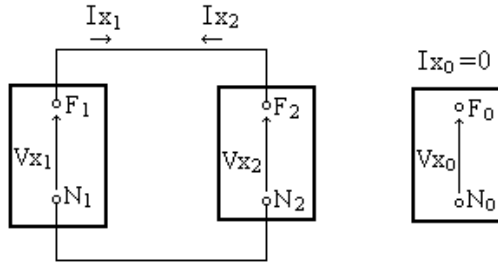


Figura 2.8: Interconexión de las redes de secuencia

La componentes de secuencias, son:

$$\begin{aligned}
 I_{x0} &= 0 \\
 I_{x1} &= \frac{1}{3} I_y (a - a^2) = j\sqrt{3} \frac{I_y}{3} \\
 I_{x2} &= \frac{1}{3} I_y (a^2 - a) = -I_{x1} \\
 I_{x1} &= -I_{x2} = \frac{V_F}{Z_1 + Z_2}
 \end{aligned}$$

2.3.1.4. Falla entre los Conductores con Contacto a Tierra (L-L-G)

En la Fig. (2.9), se representa el esquema de la falla bifásica a tierra y en la Fig. (2.10), se muestra la conexión de las redes de secuencias. Es una conexión serie de la impedancia de secuencia positiva con la conexión en paralelo de las redes de secuencia negativa y cero.

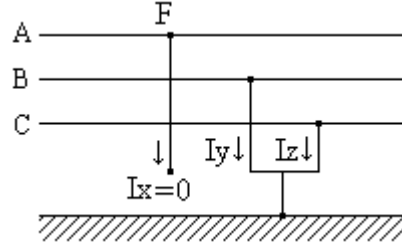


Figura 2.9: Representación de falla bifásica a tierra

La componentes de secuencias, son:

$$\begin{aligned} V_{x0} &= V_{x1} = V_{x2} = \frac{V_x}{3} \\ I_{x1} &= \frac{V_F}{Z_1 + \frac{Z_2 Z_0}{Z_2 + Z_0}} \\ I_{x0} &= -I_{x1} \frac{Z_2}{Z_2 + Z_0} \\ I_{x2} &= -I_{x1} \frac{Z_0}{Z_2 + Z_0} \end{aligned}$$

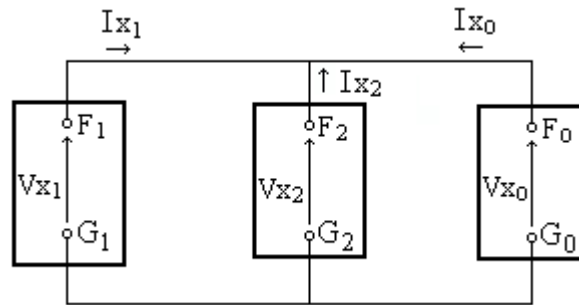


Figura 2.10: Interconexión de las redes de secuencia

2.3.1.5. Ruptura de Conductor

En la Fig. (2.11), se representa el esquema de la ruptura de conductor y en la Fig. (2.12), se muestra la conexión de las redes de secuencias. Es una conexión en paralelo de las redes de secuencia, visto desde los terminales de ruptura.

La componentes de secuencias, son:

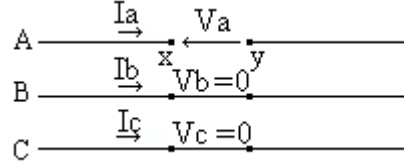


Figura 2.11: Representación de la ruptura de conductor

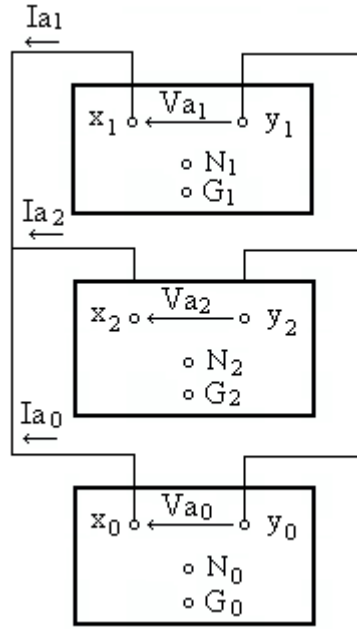


Figura 2.12: Interconexión de las redes de secuencia para la ruptura de conductor

$$\begin{aligned}
 V_{a0} &= V_{a1} = V_{a2} = \frac{V_a}{3} \\
 I_{a1} &= \frac{V_F}{Z_{xy1} + \frac{Z_{xy2}Z_{xy0}}{Z_{xy2} + Z_{xy0}}} \\
 I_{a0} &= -I_{a1} \frac{Z_{xy2}}{Z_{xy2} + Z_{xy0}} \\
 I_{a2} &= -I_{a1} \frac{Z_{xy0}}{Z_{xy2} + Z_{xy0}}
 \end{aligned}$$

2.3.1.6. Ruptura de dos Conductores

En la Fig. (2.13), se representa el esquema de la ruptura de dos conductores y en la Fig. (2.14), se muestra la conexión de las redes de secuencias. Es una conexión en serie de las redes de secuencia, visto desde los terminales de ruptura.

Las componentes de secuencias, son:

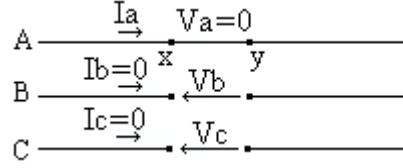


Figura 2.13: Representación de ruptura de dos conductores

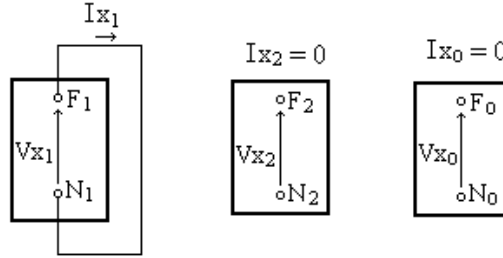


Figura 2.14: Interconexión de las redes de secuencia para la ruptura de dos conductores

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{I_a}{3}$$

$$I_{a1} = \frac{V_F}{Z_{xy1} + Z_{xy2} + Z_{xy0}}$$

2.4. Falla Alimentada a Voltaje Constante

La magnitud de la corriente de cortocircuito y su desarrollo en el tiempo depende de varios factores que son:

1. Distancia a que se encuentran los generadores que alimentan la falla.
2. Ángulo en que se inicia el fenómeno medido con respecto al voltaje.
3. La magnitud de la resistencia de los conductores con respecto a su reactancia, R/X .
4. La magnitud y el número de motores de inducción que están conectados a la línea en el momento de la falla.

Cuando ocurre una falla cerca de los bornes del generador, su corriente normal se incrementa hasta varias veces su valor y es mas notable este incremento, mientras más cerca se encuentra de la falla sus bornes. Sin embargo, este incremento de la corriente de falla no es estable, sino que su magnitud varía con el tiempo. En la Fig. (2.15), se muestra el flujo en dos instantes: en el instante inicial y final.

Como el flujo magnético no puede variar bruscamente su valor, el flujo producido por la corriente de cortocircuito se cierra a través del aire en el primer momento no puede penetrar en el hierro del rotor y no puede, por tanto, ejercer su efecto desmagnetizante en el sistema de excitación de la máquina. Unos instantes después el flujo magnético producido por la corriente de cortocircuito logra

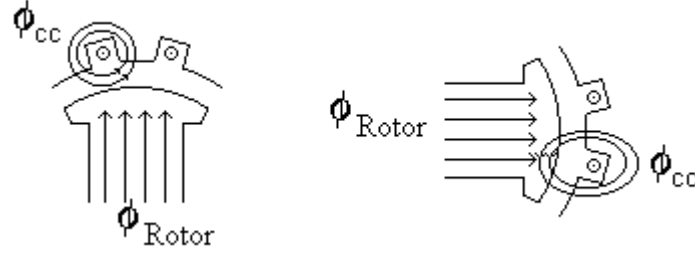


Figura 2.15: Incremento del flujo en el entrehierro

penetrar en el hierro del rotor, contrarrestando así el efecto de la excitación del generador, haciendo que el voltaje con que el generador alimenta la falla decrezca paulatinamente hasta que la corriente de falla alcanza un valor tal, en el que se estabilizaría si no se interrumpiera su alimentación. Esta magnitud se denomina corriente permanente de falla. El decremento de la corriente se produce en tres etapas, de manera que podría interpretarse como si la reactancia del generador fuera incrementándose su valor con el tiempo. Según la ley de LENZ el flujo magnético no puede variar bruscamente su valor en un circuito inductivo sino que aparece una fuerza contraelectromotriz que tiende a mantener el estado anterior.

La magnitud de la corriente de cortocircuito está dado por:

$$i_{cc}(t) = \sqrt{2}[(I''_{cc} - (I'_{cc})e^{-\frac{t}{T'_d}} + (I'_{cc} - I_{cc})e^{-\frac{t}{T_d}} + I_{cc}] \cos(\omega t - \alpha) - \sqrt{2}I_{cc}e^{-\frac{t}{T_d}} \cos \alpha$$

La falla que se produce lejos de los bornes del generador está considerado como alimentado a voltaje constante, debido a que, a medida que esta se aleja de la fuente de alimentación, el efecto sobre el sistema de excitación de la máquina es menos notable.

Si la falla se puede considerar como alimentada a voltaje constante, se desprecian los fenómenos subtransitorios y transitorios del proceso:

$$\sqrt{2}I_{cc} \cos(\omega t - \alpha) - \sqrt{2}I_{cc}e^{-\frac{t}{T_d}} \cos \alpha$$

Las consideraciones prácticas para considerar una falla alimentada a voltaje constante son:

$$I I_{cc} \leq 1,05I''_{cc}$$

$$II I''_{cc} \leq 2I_{nG}$$

La corriente inicial:

$$I_{cc_{max}} = \chi I_{cc}$$

La corriente de ruptura:

$$I_r = \mu_a I_{cc}$$

2.5. Falla Alimentada a Voltaje no Constante

La falla que se produce cerca de los bornes del generador, se considera como alimentado a voltaje no constante, debido al efecto desmagnetizante, que ejerce la corriente de cortocircuito sobre el sistema de excitación de la máquina.

$$\begin{aligned}
I_{cc_{max}} &= (\chi + \mu_c - 1)\sqrt{2}I''_{cc} \\
I_r &= \mu_m I''_{cc} && \text{Simétrica} \\
I_r &= \sqrt{\mu_m^2 \mu_c^2 - 1} I''_{cc} && \text{Asimétrica}
\end{aligned}$$

2.6. Efectos Térmicos y Dinámicos de la Corriente de Cortocircuito

La corriente térmica está determinada por:

$$\begin{aligned}
kT_{th}^2 \cdot R \cdot 1 \text{ s} &= kR \int i(t)^2 dt \\
T_{th}^2 &= \int i(t)^2 dt \\
T_{th} &= I_{ef} \sqrt{t} \\
I_{ef} &= \mu_{ef} I_{cc} \\
I_{th} &= \mu_{ef} I_{cc} \sqrt{t}
\end{aligned}$$

donde: μ_a , μ_c , μ_m , χ y μ_{ef} , son coeficientes que se obtienen de las gráficas en [3], permiten calcular en forma aproximada las corrientes de ruptura, térmica y la corriente máxima del cortocircuito en función de la corriente de cortocircuito calculada en la red eléctrica.

Capítulo 3

Dispositivos de Maniobra y de Protección

3.1. Introducción

En este capítulo, se presentan el análisis del proceso de interrupción y desionización del arco eléctrico, los dispositivos de maniobra y de protección.

3.2. Proceso de Interrupción y Desionización

Los estados de la materia son: el estado sólido, el estado líquido, el estado gaseoso y el cuarto estado de la materia es el plasma, además existiría el quinto estado en la naturaleza denominada neutrónico.

El **plasma** es básicamente un gas ionizado, es una mezcla de partículas cargadas eléctricamente en la que la carga negativa total de las partículas cargadas es igual en módulo a la carga positiva sumada. De modo que en conjunto el plasma es un medio eléctricamente neutro que conduce, a la perfección la corriente eléctrica.

El proceso de interrupción de corrientes alternas se puede tratar como un arco voltaico, en la que se pueden considerar 5 instantes (o etapas) característicos, los cuales son:

- a) **Circuito Cerrado.** Cuando el interruptor se encuentra en la posición cerrada o de conducción los polos del interruptor se tocan y sobre ellos se ejerce una presión determinada por un sistema mecánico, neumático, hidráulico, etc. asociado al mismo.
- b) **Pre-separación.** La presión de contacto se reduce, etapa de pre-separación toda la corriente se concentra en el punto *A*. Al llegar la *orden* de apertura, la presión ejercida sobre los contactos comienza a disminuir y con ello también lo hace la superficie de contacto que a su vez es la de paso de corriente, lo que atrae como consecuencia un notable crecimiento de la densidad de corriente en el punto de contacto *A*. Esto provoca un fuerte incremento de la temperatura en la zona provocada por efecto Joule. Como resultado, tiene inicio un proceso de ionización térmica del gas en contacto con esta zona además de otra ionización provocada por los choques entre iones, acelerados por el campo eléctrico entre los contactos y las moléculas y átomos del gas aislante.

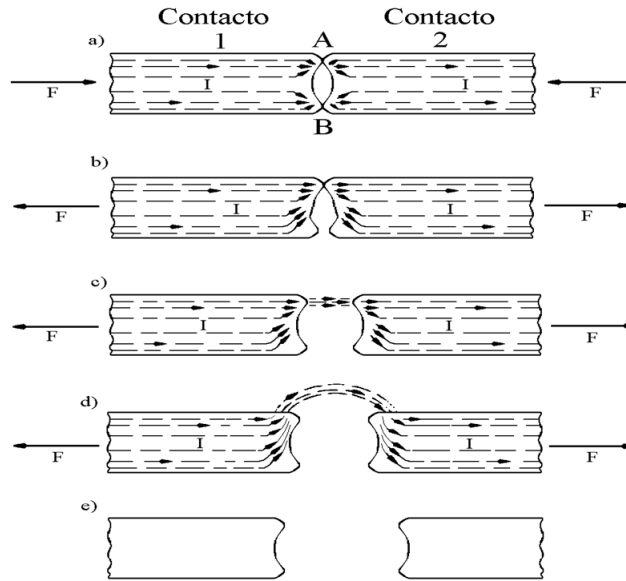


Figura 3.1: Proceso de interrupción de arco voltaico

- c) **Contactos Separados.** Los contactos están separados, se forma un arco entre los puntos a ser separados. Cuando los contactos se han separado físicamente una ligera capa de aislante (aire, SF_6 , aceite, etc.) intenta interponerse entre estos y a consecuencia de la elevada ionización de la región se crea una columna cilíndrica de gas ionizado o plasma, que llamamos arco eléctrico, cuya temperatura que puede variar entre 4000 a 35000 $^{\circ}K$
- d) **Alargamiento del Arco.** La separación entre los contactos aumenta y el arco se prolonga. El soplo magnético y la convección térmica aumentan y comprimen el arco.
- e) **Circuito Abierto.** La corriente es interrumpida al pasar por cero en el próximo medio ciclo.

Suponiendo que los contactos del disyuntor son cerrados con presión y conducen una corriente. La resistencia es función de la presión mutua entre otros factores. Con una disminución de la presión la resistencia, hasta que la presión es nula y la resistencia es alta. La corriente debe pasar a través de los minúsculos superficies de contacto formada por las superficies irregulares que se tocan, concentrando enormes cantidades de calor, elevado así mismo la temperatura de los contactos.

Estas altas temperaturas concentradas en las piezas de contacto producen una termoionización de electrones a partir del contacto negativo o cátodo iniciándose el proceso de ionización por lo cual se irá a formar un arco voltaico con una consiguiente circulación de corriente entre los contactos ahora separados. Los electrones así emitidos son influenciados por el campo eléctrico que actúa en la distancia entre los contactos ya separados, acelerando e ionizando por choque.

La desionización consiste en un proceso inverso de la ionización o sea una inversión del plasma o gas ionizado a sus condiciones iniciales, estableciéndose así mismo el equilibrio atómico.

La desionización a lo largo de la trayectoria del arco aumenta en cada medio ciclo hasta que su grado sea tal que el arco se extingue en el próximo paso por cero.

3.2.1. Reignición del Arco Eléctrico

Es necesario resaltar aquí que la ocurrencia o no del restablecimiento del arco está dada por la combinación de un proceso de intercambio térmico y de la tensión impuesta entre los contactos por el circuito.

La tensión transitoria de restablecimiento (TRT), es decir, la tensión entre los terminales del disyuntor debe ser menor que la rigidez dieléctrica del medio, caso contrario, se produce la reignición, es decir, el re-encendido del arco eléctrico y esperar que se apague en el próximo paso por cero de la corriente. Y se tiene dos tipos de reignición:

1. **Reignición térmica.** Cuando el efecto de la ionización residual del arco y la elevada temperatura de la zona, el medio aislante es incapaz de *enfriar* el arco causando el resurgimiento de la corriente postarco.
2. **Reignición dieléctrica.** Cuando la tensión que soportan entre sí los contactos es superior a la que puede soportar la capa aislante ocasionando una descarga eléctrica brusca y su posterior colapso.

Ambos tipos de reignición ocurren dentro de los primeros microsegundos luego del paso por cero de la corriente; si el renacimiento del arco ocurre luego de un tiempo superior al cuarto ciclo se llama reencendido del arco.

3.3. Dispositivos de maniobra

Los dispositivos de maniobra, son los dispositivos de conexión y corte, destinados a asegurar la continuidad o discontinuidad de los circuitos eléctricos, la desconexión de circuitos en cortocircuitos o en condiciones anormales se debe realizar sin problema.

3.3.1. Disyuntor (Circuit - Breaker)

El disyuntor, denominado también **interruptor de potencia**, es un dispositivo de maniobra con capacidad suficiente para hacer frente las solicitudes que ocurren cuando se conecta o desconecta los equipos o partes de la instalación en funcionamiento normal o anormal, en especial en condiciones de cortocircuito. Los disyuntores de alta tensión (power circuit breaker), denominados disyuntores de potencia son los principales elementos de seguridad.

Los tipos de Disyuntores, son:

- a) Disyuntor de Soplo Magnético
- b) Disyuntor de Aceite
- c) Disyuntor en Vacío
- d) Disyuntor de Aire Comprimido
- e) Disyuntores en SF_6

3.3.1.1. Disyuntor de Soplo Magnético (Air Break Circuit Breakers)

En este tipo de disyuntor los contactos se abren en el aire, impeliendo al arco voltaico hacia dentro de las cámaras de extinción, ocurre la interrupción debido a un aumento de la resistencia del arco debido a:

1. Un aumento de la estrangulación del arco.
2. Fragmentación del arco en varios arcos menores en serie en varias cámaras de extinción.
3. Enfriamiento del arco en contacto con las paredes múltiples.

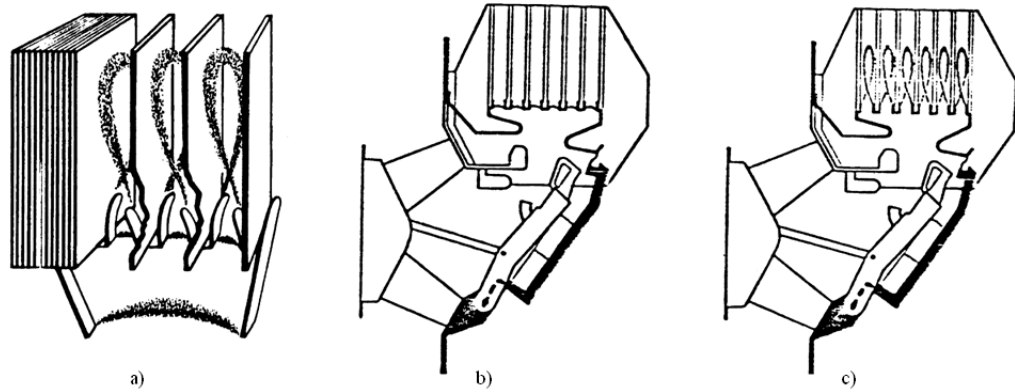


Figura 3.2: Disyuntor de soplo magnético

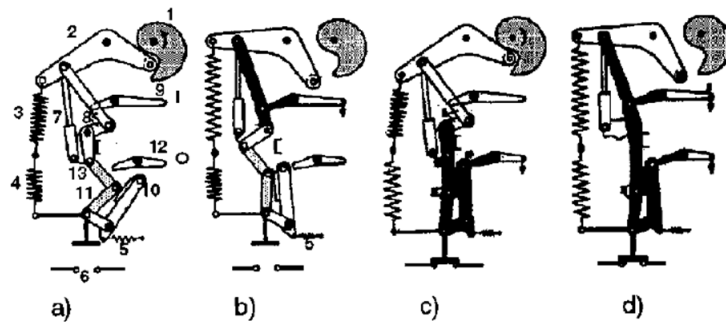


Figura 3.3: Mecanismo de accionamiento

3.3.1.2. Aplicaciones

Sus principales características de estos disyuntor es la resistencia grande de arco voltaico. Esto se debe al hecho de que en estos disyuntor el arco quema el aire y es la línea o elementos y modifica el ángulo de fase de la impedancia de falla, por lo que no producen grandes sobretensiones de maniobra.

3.3.1.3. Disyuntor de Aceite (Oil Circuit Breaker)

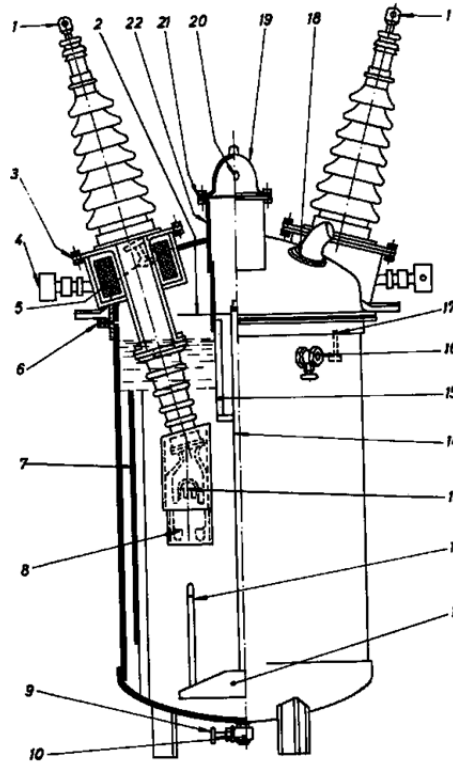


Figura 3.4: Disyuntor de gran volumen de aceite

El aceite mineral con sus excelentes características de aislante y extinguidor, fue utilizado desde los principios de la fabricación de disyuntores, en estos disyuntores se distinguen dos procesos o efectos principales en la extinción del arco voltaico:

1. **Efecto hidrogenante.** Consiste en el hecho a que en altas temperaturas del arco, en el estado de plasma, el aceite se descompone y se liberan varios gases en la que predomina el hidrógeno, o sea se puede decir que el arco se quema en un medio de hidrógeno, como este gas tiene alta conductividad térmica, transfiere el calor de manera mas eficiente, enfriando el mismo.
2. **Efecto de flujo líquido.** Consiste en lanzar aceite mas frío sobre el arco dando continuidad al proceso de evaporación de manera que grandes cantidades de calor don retiradas por los gases resultantes.

Este flujo puede ser lanzado sobre el arco ya sea por el mismo (dependiendo de la corriente) o por medios mecánicos adicionales, como émbolos, etc.

Existen dos tipos de disyuntores de aceite:

1. **De gran volumen de aceite, GVA,** que pueden ser de encapsulado:
 - a) **Monofásico.** Con capacidades de ruptura de 63 kA y 245 kV.

- b) **Trifásico.** Con capacidades de ruptura de 20 a 31.5 kA y 45 a 72.5 kV.
2. **De pequeño volumen de aceite, PVA,** es más notorio el flujo forzado, de encapsulado Monofásico hasta 138 kV, para mayores tensiones se emplea varias cámaras en serie con el uso obligatorio de capacitores de igualación de 60 a 65 kV por cámara.

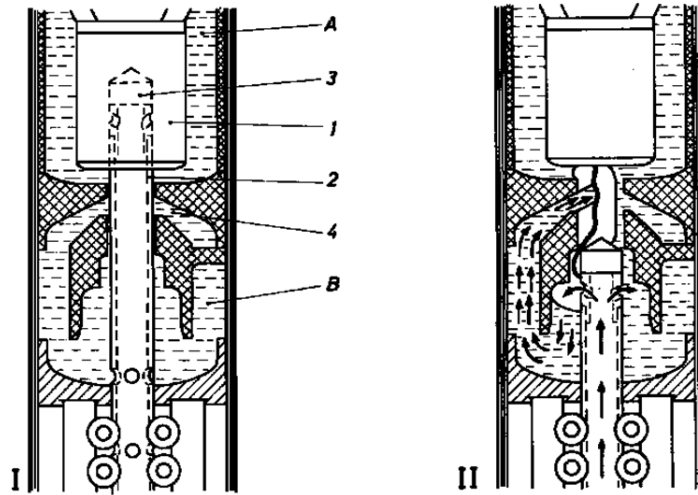


Figura 3.5: Disyuntor de pequeño volumen de aceite

3.3.1.4. Disyuntor en Vacío (Vacuum Circuit Breaker)

Las propiedades del vacío como medio aislante fueron utilizados en 1926 cuando se interrumpió una corriente de 900A en 40kV. Dado las dificultades técnicas de la época referentes: a la obtención del vacío, materiales utilizados que garantizan un vacío adecuado exentas de impurezas, se postergó su utilización hasta la década de los 70 en media tensión.

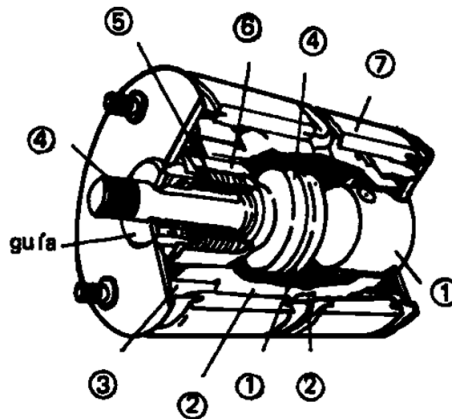


Figura 3.6: Disyuntor en vacío

3.3.1.5. Arco Voltaico en Vacío

Los iones positivos y electrones son generados por la nube de partículas metálicas provenientes de la evaporación de los contactos formando un substrato para el arco voltaico después de la interrupción esas partículas se depositan rápidamente en la superficie de los contactos recuperándose entre los mismos la rigidez dieléctrica y se distinguen dos tipos de arco:

1. **Arco Difuso.** Se dice cuando el arco esta distribuido por toda la superficie de los contactos (hasta 10 kA), obteniéndose un desgaste equilibrado.
2. **Arco Concentrado.** Básicamente el arco es puntual de esta forma solo algunos puntos de los contactos son sometidas a desgaste y depende fundamentalmente de las características constructivas se puede limitar el desgaste, utilizando cortes en ángulos predeterminados y campos magnéticos auxiliares.

3.3.1.6. Características Técnicas

Se utilizan hasta tensiones de $38kV$ y sus ventajas son:

1. Gran seguridad de operación, porque no necesita gases o líquidos que pueden inflamarse o producir gases peligrosos.
2. Prácticamente no requieren de mantenimiento, aumenta su duración en términos del número de operaciones a plena carga y en cortocircuito.
3. Debido al reducido tamaño de los contactos se requiere poca energía mecánica para operarlos, teniendo consecuentemente, accionamiento más suaves, durables y operación mas silenciosa.
4. La relación de la capacidad de ruptura/volumen es grande apropiado para cubicales.
5. Debido a la ausencia de un medio extinguidor gaseosas o líquido se pueden realizar reconexiones automáticas múltiples de 0.3 s.

3.3.1.7. Disyuntor de Aire Comprimido (Air Blast Circuit Breaker)

En este tipo de disyuntor el mecanismo electroneumático cumple dos funciones simultaneas que son:

1. Para la operación mecánica del disyuntor en la apertura y cierre.
2. Para la extinción del arco, que consiste en crear un flujo de aire sobre el arco, que provoca una diferencia de presión y posterior extinción del arco.

Existen dos formas constructivas:

1. Sistema de soplo unidireccional "Mono blast"
2. Sistema de soplo bidireccional "Dual blast"

R entrada de aire E válvula de escape B válvula de soplo

El sistema de presurización de la cámara de extinción puede ser:

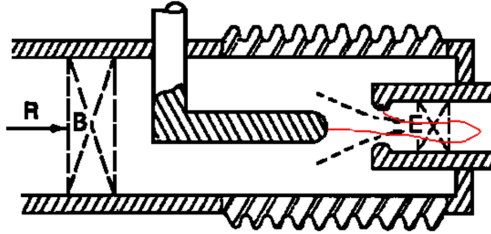


Figura 3.7: Disyuntor de soplo unidireccional

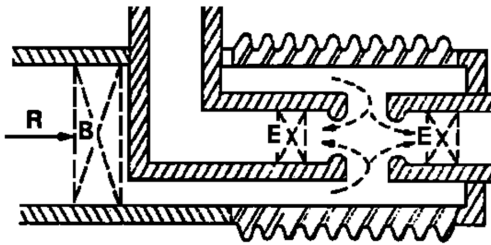


Figura 3.8: Disyuntor de soplo bidireccional

1. Presurización durante la interrupción solamente
2. Presurización durante la interrupción en la posición de contactos abiertos.
3. Presurización permanente.

Características Técnicas Presión 150 a 200 bar Aire comprimido Cámara de extinción Tensión hasta 245 Kv con 4 cámaras de extinción

Ventajas:

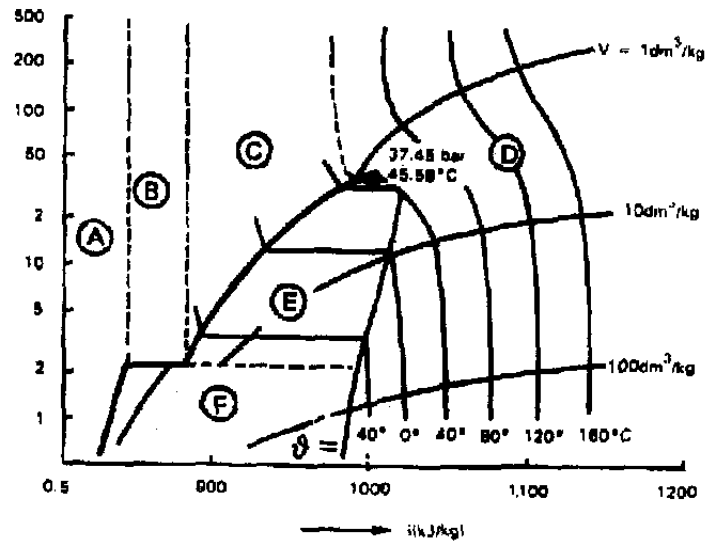
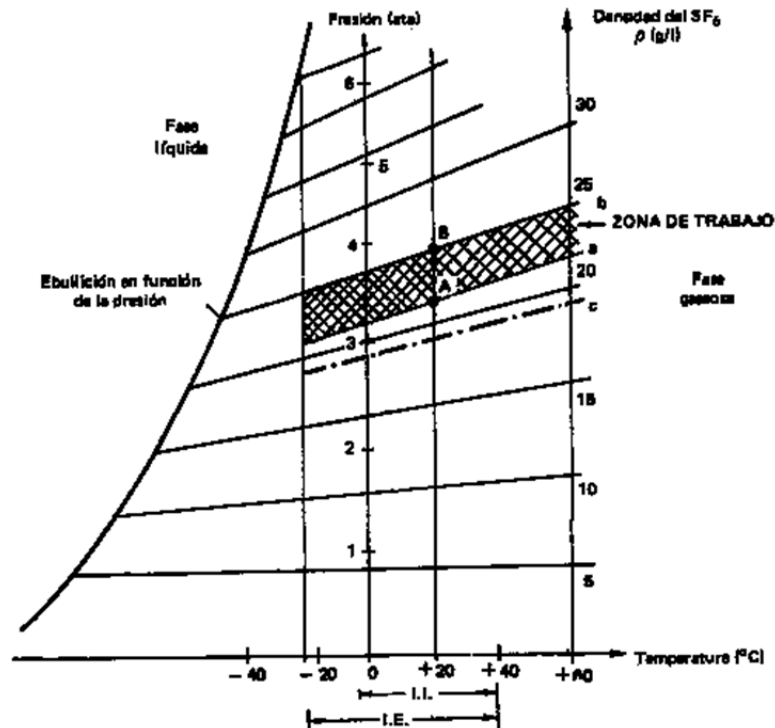
1. Disponibilidad permanente del medio extinguidor.
2. La capacidad de interrupción y propiedades de aislación de la presión de operación.
3. Eliminación de las ondas de choque de presión.

Desventajas:

1. Altos costos del sistema de generación de aire comprimido.
2. Distribución de aire comprimido en alta presión por toda la S/E, más costoso y requieren una manutención permanente.
3. La utilización de silenciadores en áreas residenciales.

3.3.1.8. Disyuntores en SF_6 (SF_6 Circuit Breaker)

El SF_6 es un gas incombustible, incoloro, no venenoso, inodoro, es inerte debido a su estructura molecular simétrica y es estable hasta cerca de $500^\circ C$, comportándose como un gas noble.

Figura 3.9: Diagrama de Mollier del SF_6 Figura 3.10: Región de trabajo del SF_6

Esta propiedad aliada a la ausencia de olor y color requiere que se tomen precauciones en su manipulación especialmente en S/Es blindadas, en la que pueden depositarse en las depresiones y huecos del terreno desalojando el aire pudiendo provocar accidentes fatales por asfixia.

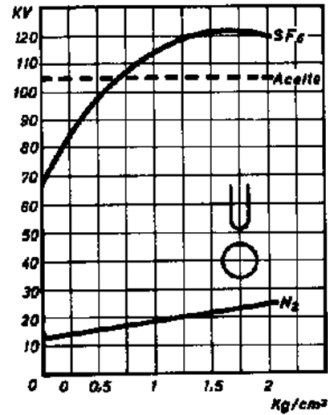
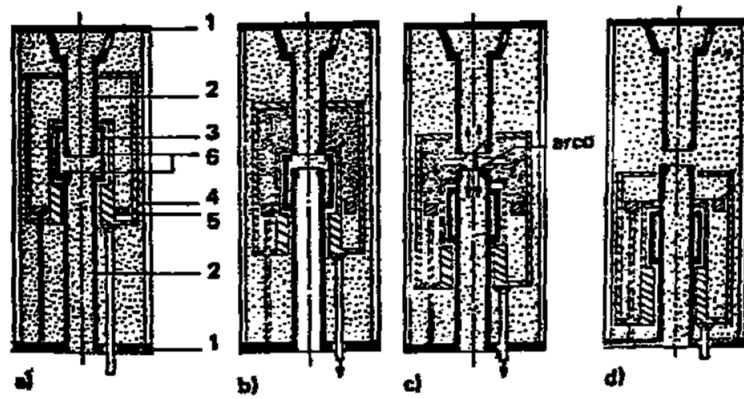
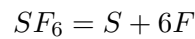


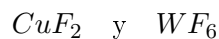
Figura 3.11: Tensión disruptiva en función de la presión

Figura 3.12: Operación del disyuntor de SF_6

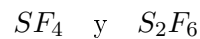
El comportamiento del SF_6 frente al arco voltaico es que las descargas tienden a descomponer el gas en sus elementos atómicos conforme a la ecuación:



Disminuyendo la temperatura, la dirección de la reacción es opuesta recomponiendo el SF_6 esta sería total si no hubiera reacciones secundarias entre el gas descompuesto y los metales evaporados de los contactos y otras partes de la estructura. Los productos más comunes son boratos de cobre y tungstenio:

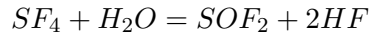
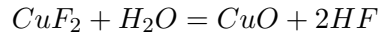


Estos compuestos son también no conductores, también existen compuestos secundarios como:



También son no-conductores. Si el SF_6 contiene humedad, los productos secundarios mencionados reaccionan con el agua, liberando ácido fluorhídrico altamente corrosivo en materiales que

contiene Silicio y es tóxico de acuerdo a las siguientes ecuaciones:



El SF_6 es un gas electronegativo, tiene la propiedad de capturar o absorber electrones y formas iones negativos. Para evitar la humidificación del SF_6 se utilizan filtros con elementos deshumidificadores, tal como la alumina $AlOH_2$, hidróxido de aluminio, denominado aluminio activado y es un tamiz molecular. Analizando el diagrama de Mollier, el SF_6 pasa directamente de la fase sólida a la gaseosa y no existe en forma de líquido sino a presión, en subestaciones encapsuladas y disyuntores se debe cuidar la temperatura del medio ambiente, ya que se puede licuar a temperaturas de $10^\circ C$ sobre cero (presión de 18 bar).

Si se desea de alguna manera elevar la rigidez dieléctrica se debe incrementar la presión, entonces es necesario recurrir a la calefacción del recipiente.

Los disyuntores de SF_6 de segunda generación son de presión única, fueron desarrollados a finales de los años 60, con presiones de 6 a 8 bar, la diferencia de presión, siempre necesaria en los disyuntores de medio gaseoso para crear un flujo de gas sobre el arco, es consiguiéndose una sobre presión, siempre necesaria en los disyuntores de medio gaseoso para crear un flujo de gas sobre el arco, es consiguiéndose una sobre presión transitoria durante la maniobra de apertura de los contactos.

Los disyuntores de SF_6 tienden a ser utilizados en alta y extra- alta tensión:

Ventajas

1. No se produce depósito de carbón ya que los fluoruros metálicos se depositan como polvo blanco pero como poseen una gran rigidez dieléctrica no causan perturbación.
2. La columna de arco es pequeña.
3. El circuito es cortado con un aumento de velocidad de la tensión de recuperación excepcionalmente alta.
4. Muy alta capacidad de ruptura.

3.4. Interruptor (Switch)

Los interruptores son aparatos de corte que permiten efectuar maniobras voluntarias de apertura y de cierre de circuitos en condiciones dadas de carga, sus contactos están previstos en condiciones dadas de carga, sus contactos están previstos solamente para abrir y cerrar circuitos eléctricos con intensidades nominales y con sobre cargas pero no para operar en cortocircuitos.

Se pueden clasificar en:

1. Interruptores de uso general
2. Interruptor de corte en vacío.
3. Interruptores para banco de baterías

4. Interruptores para motores.
5. Interruptores - seccionados
6. Interruptores - fusible

3.4.1. Ensayos de los Disyuntores

Dado que los disyuntores deben tener una total confiabilidad y mayor todavía en los de alta y extra alta tensión, se tienen dos clases de ensayos para su verificación y prueba:

1. Ensayos de tipo, generalmente realizables en fábrica.
 - a) Ensayos de comprobación mecánica.
 - b) Ensayos de comprobación de elevación de temperatura.
 - c) Ensayos de dieléctrico.
 - d) Ensayos de comprobación de cortocircuito.
2. Ensayo de rutina, generalmente realizables en el lugar de la instalación.
 - a) Ensayo de tensión aplicada a los circuitos de comando y auxiliares.
 - b) Medición de resistencias entre los contactos principales.
 - c) Ensayo de operación mecánica.

3.4.2. Reconectador (Recloser)

Es un disyuntor automático que abre y cierra sus contactos repetidas veces en presencia de una falla en el circuito protegido.

El reconectador es un equipo de protección de sobrecorriente utilizado en circuitos aéreos de distribución, que opera cuando detecta corrientes de cortocircuito, desconectando y reconectando automáticamente los circuitos, un número predeterminado de veces. Cuando el reconectador siente una condición de sobrecorriente, se interrumpe la sobrecorriente por la apertura de sus contactos. Los contactos son mantenidos abiertos durante un determinado tiempo, llamado tiempo de reconexión, después de la cual se cierra automáticamente para la reenergización de la línea. Si en el momento de cerrar sus contactos, persiste la sobrecorriente, la secuencia de apertura y recierre se repite hasta tres veces consecutivas y después de la cuarta apertura, los contactos quedan abiertos y trabados. El nuevo cierre (reposición) es manual.

1. Las secuencias de operación son:
 - a) Una rápida y tres retardadas.
 - b) Dos Rápidas y dos retardadas.
 - c) Tres rápidas y una retardada.
 - d) Todas rápidas.
 - e) Todas retardadas.

2. Para cualquier número de operaciones menores a cuatro. Los reconectores pueden ser:
 - a) Monofásicos
 - b) Trifásicos con operación monofásica y bloqueo trifásico.
 - c) Trifásicos con operación trifásica y bloqueo trifásico.

El control puede ser hidráulico ó electrónico.

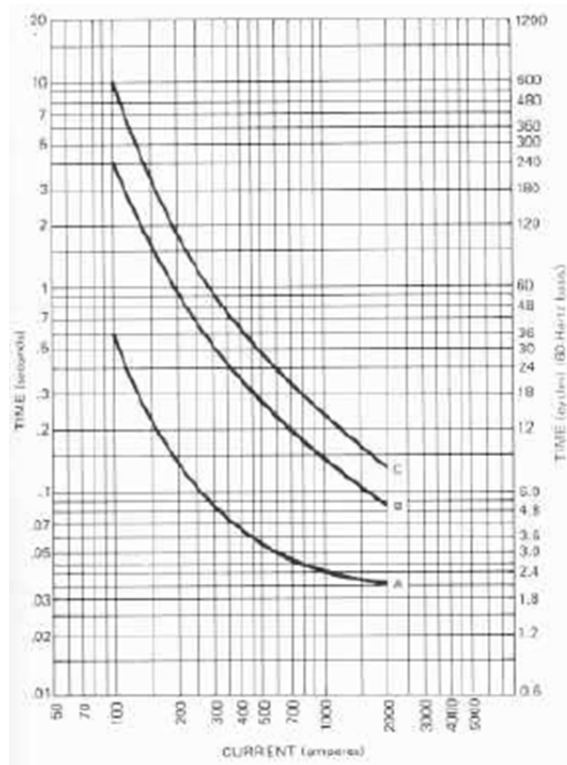


Figura 3.13: Característica tiempo versus corriente del reconnector

En la Fig. (3.13), se muestra la característica tiempo versus corriente: *A* curva rápida, *B* y *C* curvas retardadas. Debido a la necesidad de coordinación, puede ser necesario una curva instantánea.

3.4.3. Seccionador (Switch)

Conocido también como desconector o separador, es un dispositivo que se utiliza para unir ó separar en forma bien visible, diferentes elementos de una subestación. Se diferencian básicamente de los disyuntores e interruptores en el hecho de que su operación de conexión y desconexión de la red se debe realizar en vacío. Los seccionadores de potencia pueden abrir y cerrar:

1. Líneas de transmisión en vacío.
2. Transformadores en carga y

3. Algunos tipos de carga.

Existen diferentes tipos de seccionadores, los cuales son:

1. De cuchillas
2. Deslizantes
3. Rotativas
4. Oscilantes
5. Pantógrafo

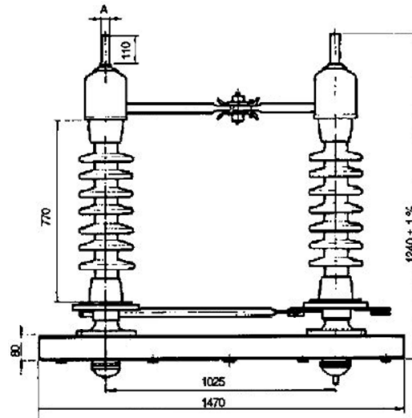


Figura 3.14: Seccionador giratorio

En la fig. (3.14), se muestra un seccionador tipo giratorio, utilizado en las subestaciones a la intemperie.

En la fig. (3.15), se muestra un seccionador tipo pantógrafo, utilizado en las subestaciones con limitaciones de espacio.

3.4.3.1. Fusible (Fuse)

El fusible es un elemento sensible a la sobretemperatura, tiene una temperatura de fusión adecuada para interrumpir circuitos en falla. Se utilizan en aparatos de maniobra que no están preparados para conectar y/o interrumpir corriente de cortocircuito.

La corriente eléctrica que atraviesa el hilo fusible, produce calor por efecto Joule que eleva la temperatura del elemento fusible hasta lograr su fusión, tiene un encapsulado adecuado para interrumpir el arco, relleno de arena como medio extinguidor.

En la Fig. (3.16), se muestra la característica tiempo-corriente de un fusible, limitado por la curva mínima de fusión y la curva total de despeje que determinan la franja de operación del fusible. El fabricante garantiza que sus fusibles operan dentro de esa franja.

desde el punto de vista constructivo, se tiene dos tipos de fusibles, las cuales, son:

1. Fusible limitador y
2. Fusible de expulsión

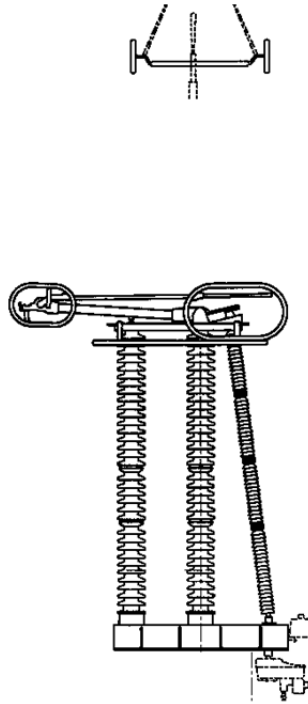


Figura 3.15: Seccionador tipo pantógrafo

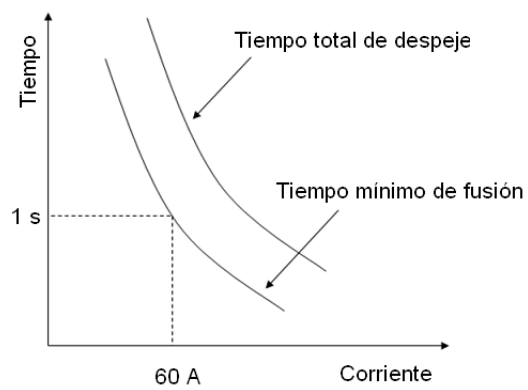


Figura 3.16: Característica tiempo-corriente típico de un fusible

3.4.3.2. Fusible Limitador

En el fusible limitador, el hilo fusible está relleno con arena de sílice y encapsulado herméticamente, el cual se muestra en la Fig. (3.17). En la Fig. (3.18), se muestra el oscilograma de la corriente y tensión del fusible limitador.

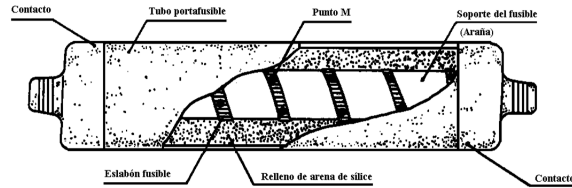


Figura 3.17: Fusible tipo limitador

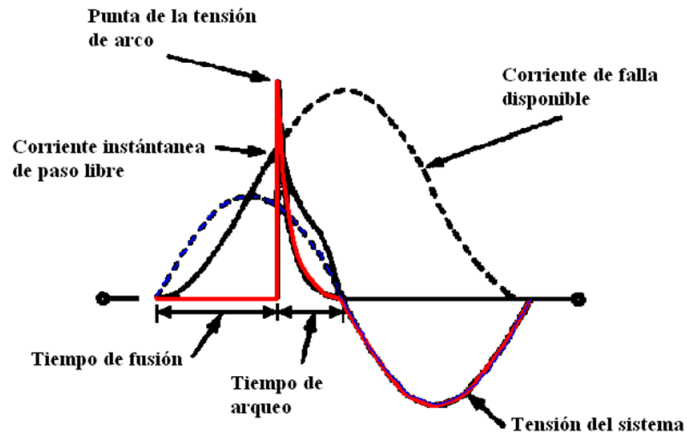


Figura 3.18: Oscilograma del fusible tipo limitador

3.4.3.3. Fusible de Expulsión

En el fusible de expulsión, el hilo fusible está cubierto con un tubo de fibra y no es hermético, el cual se muestra en la Fig. (3.19). En la Fig. (3.20), se muestra el oscilograma de la corriente y tensión del fusible de expulsión.

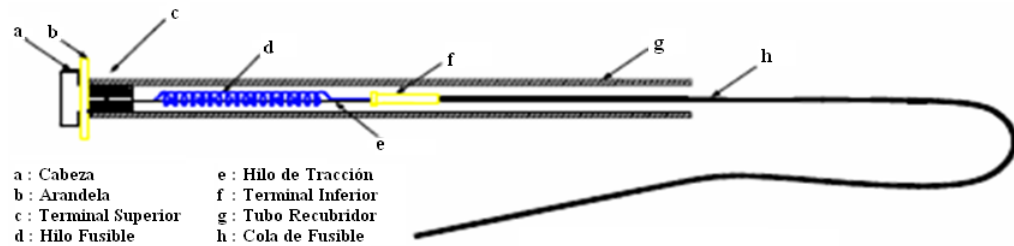


Figura 3.19: Fusible tipo expulsión

3.4.4. Seccionador Fusible (Fuse Cutout)

Por acción de la circulación de la sobrecorriente en un seccionador fusible y debido al efecto térmico, el elemento fusible se funde, interrumpiendo el circuito. La alta temperatura del arco provoca la quemazón y la descomposición parcial del revestimiento interno del cartucho, generando gases que interrumpen el arco en el instante de corriente nula. La alta temperatura del arco provoca

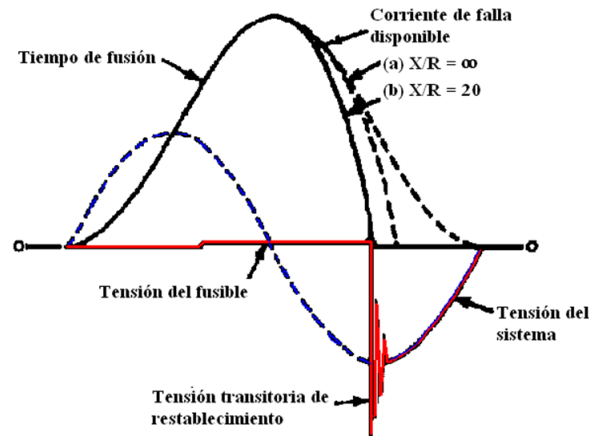


Figura 3.20: Oscilograma del fusible tipo expulsión

la quemazón y la descomposición parcial del revestimiento interno del cartucho, generando gases que interrumpen el arco en el instante de corriente nula. La presión dentro del cartucho aumenta en función de los incrementos de temperatura y la generación de gases crea condiciones dentro del tubo que ayuda a mantener la condición de circuito abierto, una vez que las partículas ionizadas fuerzan la abertura de las extremidades, siendo expelidas en seguida y con un dispositivo mecánico que hace que caiga el cartucho fusible y quede colgado, señal de actuación.

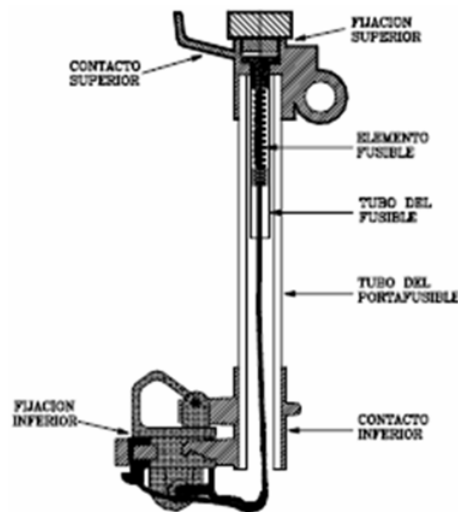


Figura 3.21: Seccionador fusible

En la Fig. (3.21), se muestra el seccionador fusible.

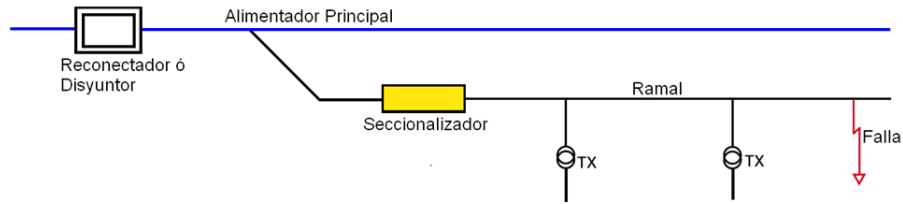


Figura 3.22: Seccionalizador

3.5. Seccionalizador (Sectionalizer)

El seccionalizador, es un seccionador accionado por un elemento sensor de corriente. El seccionador, opera en vacío solamente.

En la Fig. (3.22), se muestra el esquema de instalación del seccionalizador en un ramal de la red primaria de un sistema eléctrico de instalación.

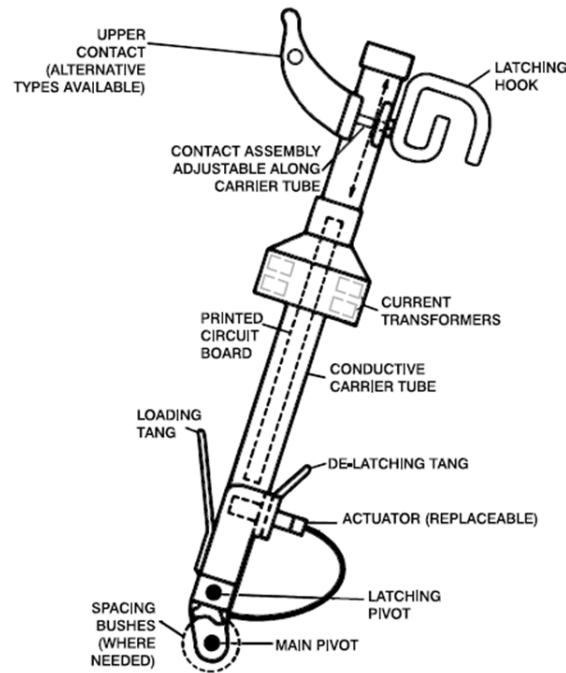


Figura 3.23: Seccionalizador

En la Fig. (3.23), se muestra el seccionalizador monofásico.

3.6. Descargador (Surge Arrester)

El descargador, denominado comúnmente pararrayos, es un dispositivo formado por elementos resistivos no-lineales en serie y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de disyuntor o desbalanceo de sistemas, debe tener cuatro

características principales:

1. Comportarse como aislador mientras la tensión aplicada no exceda cierto valor determinado.
2. Convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor.
3. Conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.
4. Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal el dispositivo debe ser capaz de interrumpir la corriente.

La operación se puede ilustrar mediante la gráfica la Fig. (3.24), donde se muestra la onda de impulso típica debido a una descarga atmosférica. Se tiene una amplitud máxima que debe soportar un material aislante y la pendiente de crecimiento de la onda. Con la actuación del descargador, la tensión residual ya no representa peligro. Asimismo, se muestra la forma de onda de la corriente de descarga.

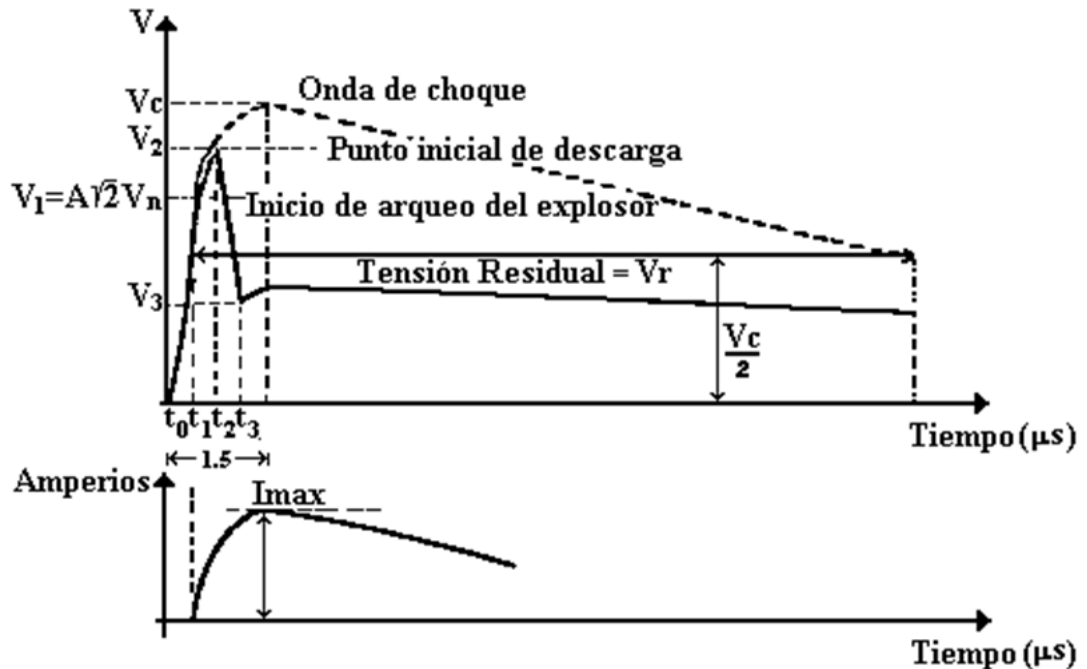


Figura 3.24: Forma de onda de descarga

Se tiene los siguientes tipos de descargadores:

1. **Cuernos de Arqueo.** Formado por uno o varios explosores conectados al lado vivo y a tierra. Tiene el inconveniente que al ionizar el aire se establece la corriente de cortocircuito, que solo se puede eliminar por la acción de los disyuntores.
2. **Descargador Autovalvular.** Está compuesto de carburo de silicio SiC en gránulos.

Las partes principales del del descargador autovalvular, son:



Figura 3.25: Cuernos de arco de un transformador

- a)* Explosor de disparo. La distancia de separación de los electrodos del explosor determina la tensión nominal del descargador, debido a que determina el inicio de arco del explosor hasta el punto inicial de descarga.
 - b)* Anillo de regulación.
 - c)* Explosor de placas múltiples de cobre.
 - d)* Discos de mica de un 1 mm de espesor que aísla las placas de cobre y soporta la corriente de descarga.
 - e)* Resistencia no lineal.
 - f)* Resistencia de puesta a tierra.
3. **Descargador de Óxidos Metálicos.** Está compuesto de Zinc ZnO que tienen propiedades de semiconductores.

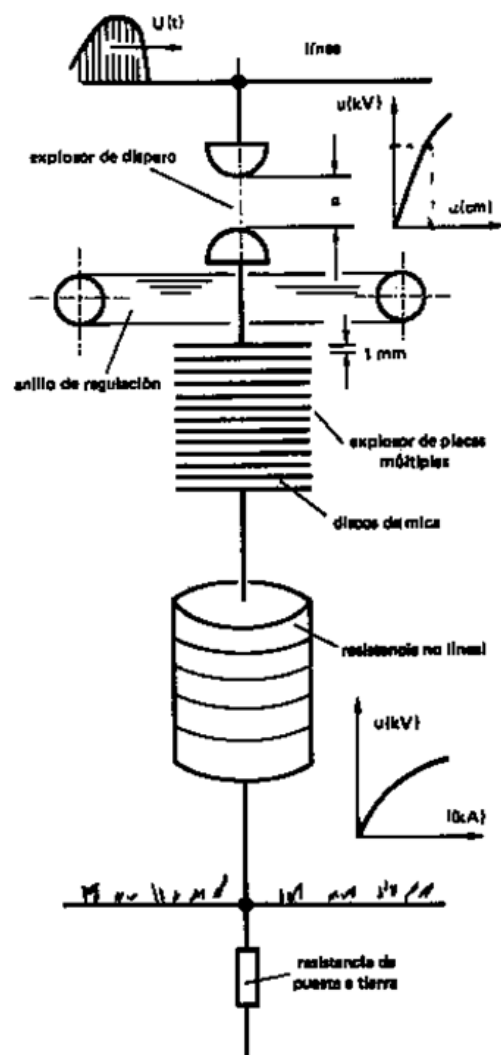


Figura 3.26: Descargador autovalvular

Capítulo 4

Relés de Protección

4.1. Introducción

El relé es un dispositivo por medio del cuál un equipo eléctrico es operado cuando se producen variaciones en las condiciones en este equipo o del circuito en que está conectado o en otro equipo o circuito asociado. El relé es un dispositivo cuya función es detectar en las líneas o aparatos en falla, las condiciones indeseables o peligrosas del sistema e iniciar maniobras convenientes de conexión o dar aviso adecuado.

Puesto que el propósito de un sistema de protección es detectar fallas o condiciones anormales de operación, los relés deben ser capaces de evaluar una amplia variedad de parámetros para establecer que acción correctiva es requerida. Los parámetros más comunes que reflejan la presencia de una falla son las tensiones y corrientes en los terminales de los aparatos protegidos o en los límites de las zonas adecuadas. También pueden considerarse otras señales, por ejemplo el estado *-abierto o cerrado-* de contactos.

El problema fundamental de la protección de un sistema eléctrico es definir qué cantidad puede diferenciarse entre las condiciones anormal y normal.

4.2. Desarrollo Histórico

El desarrollo histórico de los relés de protección en el mundo, considerando el aspecto constructivo, se puede resumir como sigue:

1. Relés Electromecánicos, 1900
2. Relés Electrónicos, Estado Sólido:
 - a) Relés Estáticos, 1960.
 - b) Relés Digitales, 1980
 - c) Relés Numéricos, 1990*

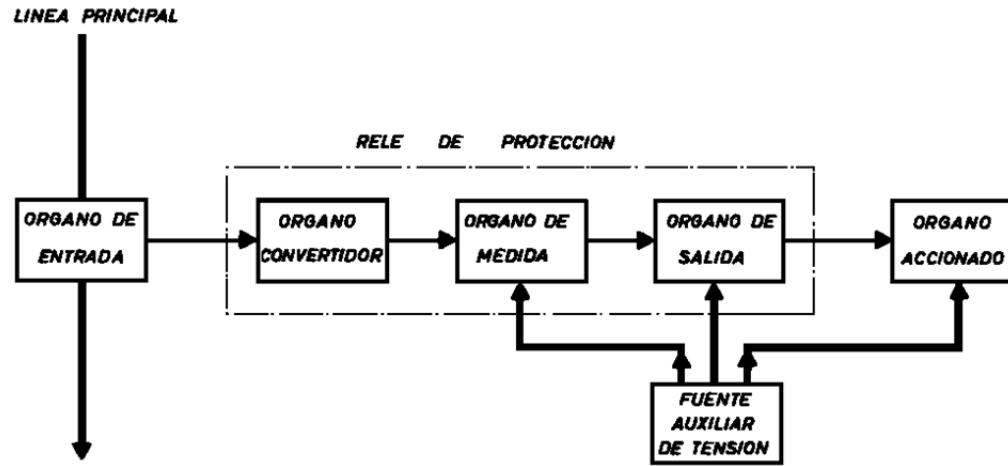


Figura 4.1: Esquema de un relé de protección

4.3. Esquema General de un Relé de Protección

En la Fig. (4.1), se muestra el esquema general de un relé protección que tiene varios módulos, las cuales son:

1. **Módulo de Entrada.** Detecta la señal de perturbación, por medio de los transformadores de potencial (TP) y de corriente (TC) los cuales sirven además como aislación del sistema de potencia.
2. **Módulo de Conversión.** Transforman la señal sensada para ser medida.
3. **Módulo de Medida.** Según la magnitud medida se decide cuando debe actuar el dispositivo de protección.
4. **Módulo de Salida.** Amplifica la señal y son los contactores de mando.
5. **Módulo Accionado.** Es la bobina de disparo, mando del disyuntor.

Los relés se pueden clasificar según:

1. Las magnitudes físicas de control: eléctricas, mecánicas, térmicas y ópticas.
2. La naturaleza de la señal: corriente, tensión, potencia, frecuencia, presión, temperatura y luz.
3. El tipo constructivo: electromecánicos (inducción), mecánicos (centrífugos), electrónicos (fotoeléctricos), estáticos (efecto Hall) y digitales.
4. La función: sobre o sub corriente, tensión y potencia, direccional de corriente o de potencia, diferencial y distancia.
5. La forma de conexión del elemento sensor: directo en el circuito primario o a través de reductores de medida.

6. La fuente de alimentación : CA ó CC
7. El grado de importancia.
8. La temporización: instantánea (sin retardo), temporizado (mecánica, eléctrica o electrónicamente).

4.4. Tipos de Relés

Los relés de protección se pueden clasificar:

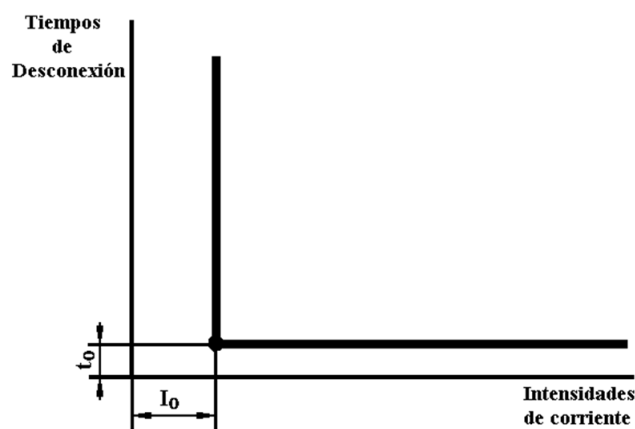
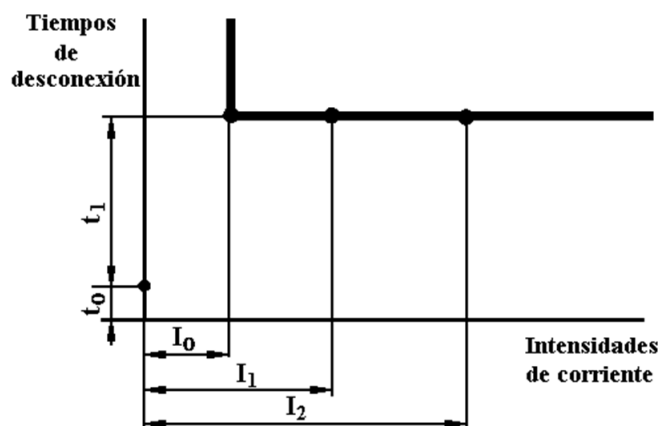
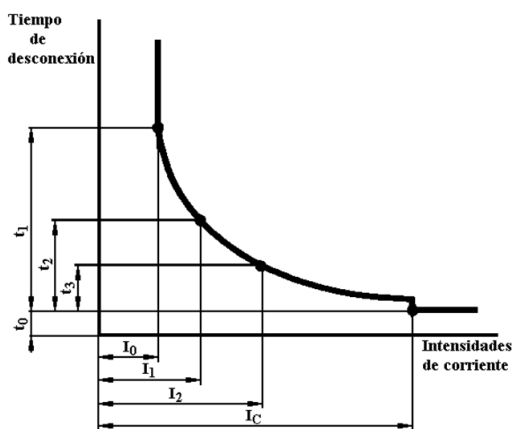
1. Según el Tipo de Construcción
 - a) **Relés Electromagnéticos.** En este tipo de relé la señal produce un flujo magnético y actúa sobre un núcleo o armadura móvil que cierra los contactos del relé y son:
 - b) **Relés de Inducción.** En este tipo de relés se requieren dos flujos que inducen fuerzas electromagnéticas que dan un par de torsión neto y son:
 - c) **Relés Electrodinámicos.** En este tipo de relé una de las bobinas de la señal se mueve de acuerdo al par resultante y son:
 - d) **Relés Térmicos.** En este tipo de relé, el elemento sensor está sometido a un calentamiento proporcional a la corriente y tiempo y son:
 - 1) **Relé bimetálico.** Esta compuesto de dos láminas con distinto coeficiente de dilatación, las cuales se dilatan desproporcionalmente, cortando el circuito.
 - 2) **Relé con termistores.** En las cuales su resistencia varían con la temperatura ya sea positivamente o negativamente.
 - e) **Relé Estático.** Emulan el funcionamiento de los relés electromecánicos. El término *estático*, se refiere a la ausencia de partes móviles para crear la característica del relé.
 - f) **Relé Electrónico.** Están contruidos con dispositivos de estado sólido y se tiene dos tipos de relés:
 - 1) Con componentes discretos, tales como:
 - a) Transistores,
 - b) diodos,
 - c) Diodos Zener
 - d) Varistores
 - e) Resistores,
 - f) Inductores,
 - g) Capacitores
 - 2) Con circuitos integrados (CI) Lineales
 - g) **Relé Digital.** Es un relé electrónico, los circuitos analógicos usados en relés estáticos para implementar las funciones de relés son reemplazados por microprocesadores y microcontroladores, manejan señales discretas y utilizan convertidores analógico/digital (A/D). Para implementar el algoritmo de protección usan la Transformada Discreta de Fourier (TDF) u otra técnica de conteo.

- h) **Relé Numérico.** Es un relé electrónico, es decir, es un relé digital, con un microprocesador especializado digital de señal, (PDS), como hardware, asociado con un software. El procesamiento digital de señales en tiempo real requiere un microprocesador de alta velocidad.
2. Según la Magnitud que Controlan
- a) Relé de Intensidad I 50,51 y 28
 - b) Relé de Voltaje V 27
 - c) Relé de Producto VI 32
 - d) Relé de Cociente $\frac{V}{I}$ 21
 - e) Relé de Diferencia $I_2 - I_1$ $V_1 - V_2$ 87
 - f) Relé de Frecuencia f 81
3. Según el Tiempo de Respuesta:
- a) **Relé Instantáneo.** Es un relé de tiempo definido (TD), que no tienen dispositivo de retardo, por lo que entran en funcionamiento en el mismo instante en que la magnitud sensada sobrepase el valor de ajuste (corriente o voltaje, etc).
Conocido también como relé instantáneo de máxima intensidad, si la corriente que atraviesa el relé es menor al valor de ajuste I_0 , el relé no funciona, si se presenta una sobrecorriente, el relé funciona después de transcurrido el tiempo de t_0 , que esencialmente esta dado por la inercia del relé, $t_0 = 0,01 - 0,03$ s.
 - b) **Relé Temporizado** Cualquiera sea el valor de la sobrecorriente del relé que supere I_0 , siempre actuará en un tiempo $t_0 + \Delta t$ s. Donde Δt s es el ajuste del retardo.
 - c) **Relé Temporizado de Tiempo Inverso.** Este tipo de relé no tienen una temporización fija, sino que varia con el valor de la señal sensada que controla el relé, pueden ser de tiempo inverso o directo.

4.5. Relé de Sobrecorriente

Este relé controla la corriente que circula por el equipo protegido, cuando el valor es superior al ajustado en el relé, se produce la acción de control (p.e. se dispara el disyuntor, se activa una alarma óptica y/o acústica, etc).

1. Según tiempo de operación se clasifican en:
- a) **Relé de Sobrecorriente de Tiempo Definido.** El relé opera en el mismo tiempo para todo valor de corriente superior al ajustado en el relé.
 - b) **Relé de Sobrecorriente de Tiempo Dependiente.** El relé operará en un tiempo que es función del valor de la corriente, de modo que cuanto mayor sea la corriente menor será el tiempo de actuación, por lo que se denominan de tiempo inverso. La temporización está dado por la siguiente ecuación:

Figura 4.2: Característica $t - I$ instantáneoFigura 4.3: Característica $t - I$ retardadoFigura 4.4: Característica $t - I$ inversa

$$t = \frac{k}{\left(\frac{I_p}{I_a}\right)^\alpha - 1}$$

La constante α define el tipo de relé TMDI, TDMI, MI , EI.

- c) **Relé de Sobrecorriente con Frenado de Tensión.** Este relé controla la tensión de la red en el punto de instalación del relé, cuanto menor sea esta, menor será el tiempo de actuación del elemento de control de la corriente.

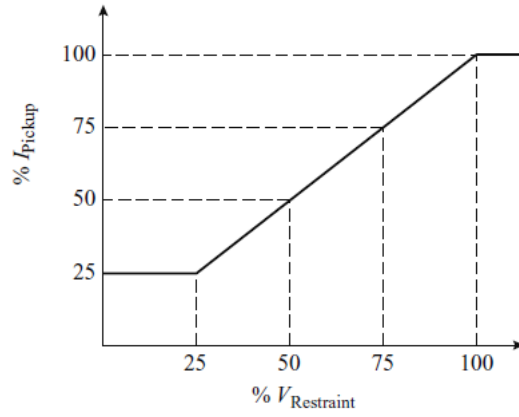


Figura 4.5: Característica corriente versus tensión del relé 51V

4.5.0.1. Procedimiento para el Ajuste de un Relé de Sobrecorriente

El procedimiento es el siguiente:

1. Se fija la corriente mínima primaria de operación $I_{mpo} = 1,2 - 1,3I_n$.
2. Se calcula la corriente mínima secundaria de operación (Pick up), I_{mso} a partir de:

$$I_{mso} = \frac{I_{mpo}}{RTC}$$

donde RTC es la relación de transformación del transformador de corriente.

3. Se elige el TAP del relé de sobrecorriente:

$$TAP \approx I_{mso}$$

ó de acuerdo a los requerimientos de coordinación.

4. Se calcula la corriente secundaria de cortocircuito:

$$I_{scc} = \frac{I_{pcc}}{RTC}$$

5. Se calcula los valores múltiplos de la corriente con respecto al TAP:

$$n = \frac{I_{sc}}{TAP}$$

6. Con el valor n se entra en la gráfica tiempo - corriente del relé y se busca la intersección con el eje de tiempo, donde se obtiene el punto de ajuste del relé.

Si se utiliza la curva standard del relé el procedimiento es similar, en este caso el dial de tiempo tiene una escala continua.

4.6. Relé de Sobrecorriente a Tierra

. En el diagrama dado se tiene:

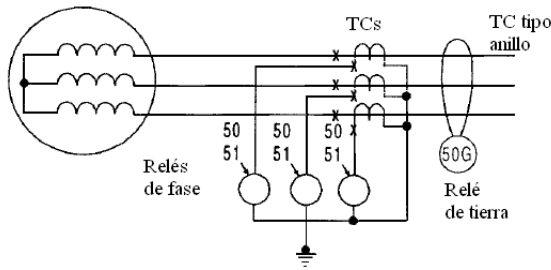


Figura 4.6: Esquema de conexión de relé para falla a tierra

4.7. Relé de Sobrecorriente Direccional

Previamente al análisis del relé direccional es necesario realizar un desarrollo de un comparador general.

4.8. Relé Direccional de Sobrecorriente con Unidad de Potencia

. El relé necesita de dos informaciones para su operación: corriente y voltaje.

Si se desprecia la constante de restricción:

Para conseguir que la unidad de sobrecorriente de tiempo dependiente opere exclusivamente cuando la dirección de la corriente sea la correcta, basta hacer que el contacto del elemento direccional cortocircuito las bobinas de sombra de los polos del elemento de sobrecorriente.

4.9. Relé Direccional de Potencia Inversa

Consiste en un elemento de sobrecorriente direccional, que se ajusta para cualquier potencia, el par es proporcional a la potencia:

4.10. Relés de Distancia

El principal inconveniente de los relés de sobrecorriente, se refiere a la variación del punto de equilibrio del relé con el tipo de defecto y con las condiciones de operación del sistema, la inserción/salida de líneas de transmisión o bancos de transformadores, etc.

Los relés de distancia de operación rápida no presenta el inconveniente señalado.

Ajustando la distancia de falla como variable de ajuste, se tiene una relé que obedece solo a la distancia de falla. Las causas de perturbación o errores de medida son debidos a:

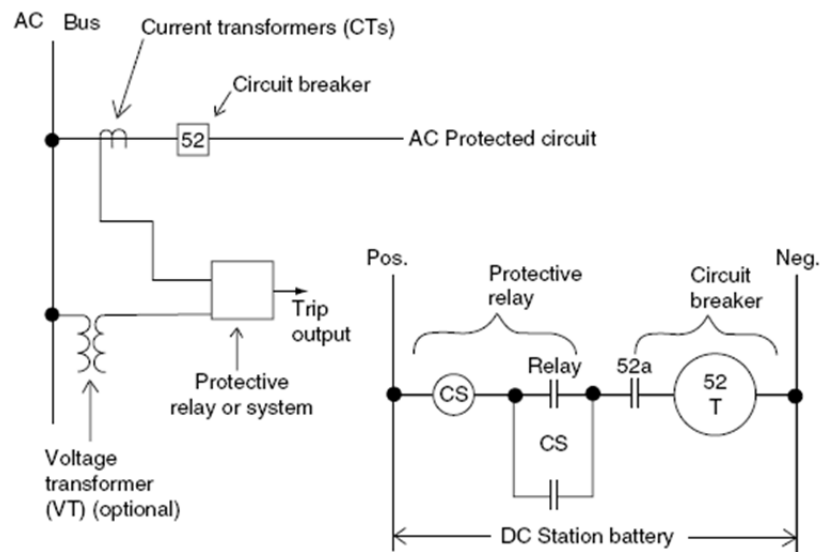


Figura 4.7: Diagrama de conexiones del relé de distancia

1. La resistencia de falla debido al arco.
2. La falta de transposición de los conductores de fase que introducen errores del 5 al 10 %.
3. La variación de las impedancias a lo largo de líneas paralelas, especialmente debido a las componentes de secuencia cero.
4. Los errores por los reductores de medida, TP y TC, debido a la saturación del hierro para sobrecorrientes excesivos (error del 3 % o más).
5. Los errores debido a la variación de la temperatura ambiente por causa del viento.
6. La propia construcción del relé.

4.10.1. Relé de Impedancia

Es un dispositivo que mide la distancia de la falla, comparando la corriente de falla I con el voltaje V en los terminales del lazo.

$$\frac{\bar{V}}{\bar{I}} = \bar{Z} + r = R + r + jX$$

donde

$$\begin{aligned} R &= \text{Resistencia de la línea hasta el punto de falla} \\ X &= \text{Reactancia de la línea hasta el punto de falla} \\ r &= \text{Resistencia de arco} \end{aligned}$$

La impedancia vista por un relé de impedancia incluye la resistencia del arco en el punto del defecto. Que da una distancia de falla incorrecta.

A.R. Van C. Warrington da una formula empírica para calcular la resistencia debido al arco:

$$\begin{aligned} r_{arco} &= r = \frac{8750L}{I^{1,4}} \\ r &= \frac{50kV}{I} \quad \text{Relé instantáneo} \\ r &= \frac{50}{I}(kV + 28vt) \quad \text{Relé temporizado} \end{aligned}$$

donde:

L = Longitud de separación del arco en pies

I = corriente de falla

kV = Tensión de línea en kV

v = Velocidad del viento en mph

t = Tiempo de despeje de la falla El lugar geométrico es una circunferencia con centro en el

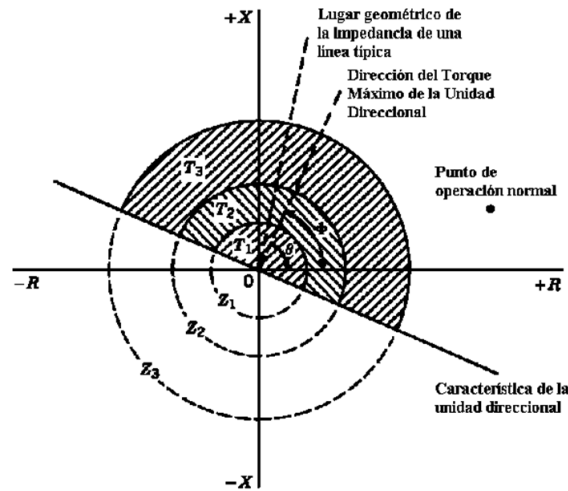


Figura 4.8: Lugar geométrico del relé de impedancia

origen y radio. $\bar{Z}$, por lo que el relé de impedancia es un relé no direccional.

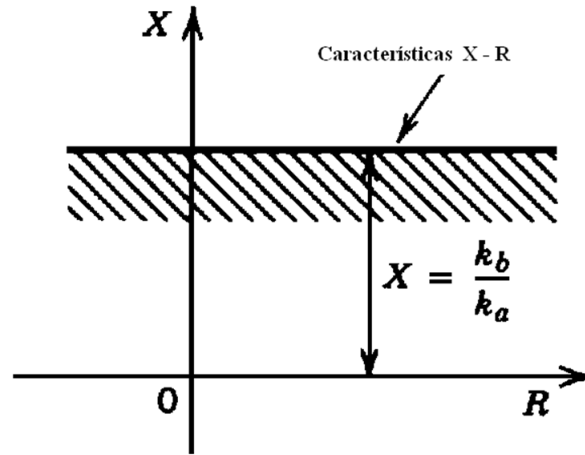


Figura 4.9: Lugar geométrico del relé de reactancia

4.10.2. Relé de Reactancia

4.11. Relé MHO

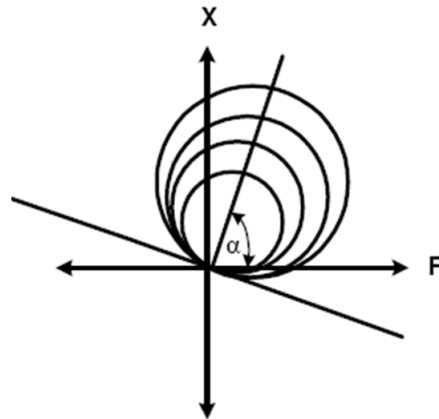


Figura 4.10: Lugar geométrico del relé MHO

4.11.1. Aplicación del Relé 21 para la Protección de una Línea de Transmisión

4.11.1.1. Zonas de Protección

Se definen tres zonas de protección:

La Zona 1, abarca el 80 % tramo

La Zona 2 : abarca el 20 % restante +40 % tramo vecino

La Zona 3 : abarca el 60 % restante de tramo vecino + 20 % tramo subsiguiente

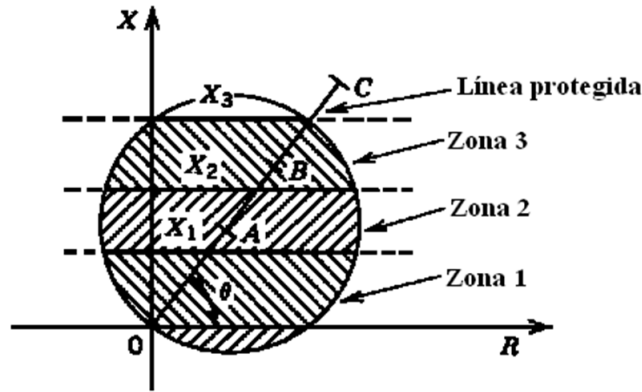


Figura 4.11: Aplicación combinada de los relés de reactancias y MHO

4.12. Relé de Frecuencia

El relé de frecuencia se utiliza para evitar la pérdida de estabilidad. Son relés bota carga. Cuando sale fuera de servicio un generador importante del sistema, los generadores restantes aumentan su generación para tratar de mantener el balance de potencia y por tanto cae la frecuencia.

El relé de frecuencia, está *vigilando* de forma continua la frecuencia en Hertzios (Hz) de la energía entregada por los generadores del SEP, con el objeto de que esta se mantenga dentro de los límites de estabilidad, es decir que la frecuencia se mantenga en su valor nominal más o menos un %. Estos valores pueden estar entre los límites de $50 \pm 1\text{Hz}$, $50 \pm 2\text{Hz}$ y $50 \pm 3\text{Hz}$, en dependencia de la masa inercial de cada sistema, independientemente de la carga a que esté sometido el generador.

Cuando el generador supera el límite de $50 - 3 = 47\text{ Hz}$, el Relé 81 da una señal de alarma, si esta condición no es corregida por el driver, el relé de frecuencia entra en la condición de rechazo de carga por baja frecuencia (load shedding). El relé de frecuencia puede actuar de dos formas: ordenando un deslastre de carga (liberando un % de la carga) o dando la señal de disparo o salida de un generador, quedando este rotando pero en vacío (sin carga).

4.13. Relé Diferencial

Es un relé que opera cuando el fasor diferencia de dos o más medidas eléctricas semejantes excedan una cantidad determinada.

1. **Relé Diferencial Amperimétrico.** Se trata básicamente de un relé de sobrecorriente instantáneo conectado diferencialmente cuya zona de protección está limitada por los TCs, es muy sensible. Presenta los siguientes errores debido a :
 - a) La relación de transformación diferentes.
 - b) La componente DC de la corriente de cortocircuito.
 - c) El error propio del TC.
 - d) La corriente de magnetización del relé.

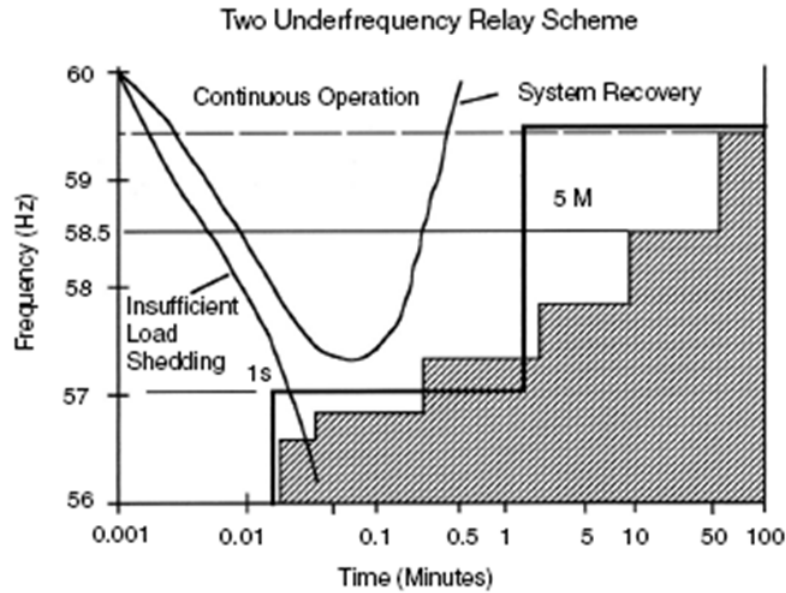


Figura 4.12: Características de la acción del relé de frecuencia

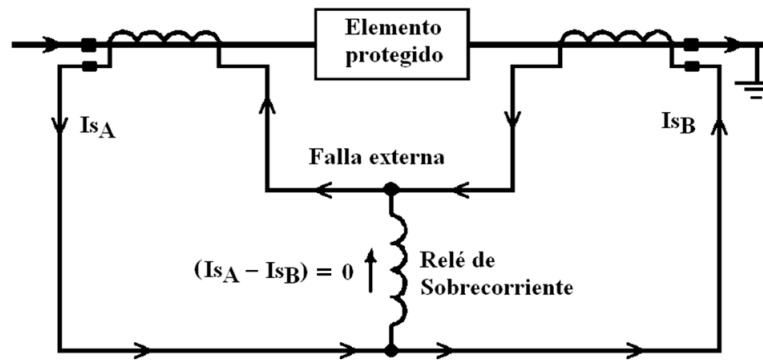


Figura 4.13: Relé diferencial amperimétrico

2. **Relé Diferencial Porcentual.** Tiene una bobina de operación y dos bobinas de restricción de partes iguales.

4.13.1. Ajuste y Errores de la Protección Diferencial Porcentual

En la Fig. (4.17), se muestra los diferentes errores que se presentan en la utilización del relé diferencial porcentual: *ULTC error* por el cambiador de Tap del transformador bajo carga, *CT error* error de los TCs, *Ratio Mismatch* error por relación de transformación. Para asegurar que el relé solo opere en condiciones de falla, es necesario tomar un *margen*. Todos estos errores y el margen, determinan la pendiente del relé porcentual.

El ajuste del relé diferencial, es decir, el ajuste de la pendiente para proteger ante fallas internas de los generadores y transformadores, son:

Generador 20%

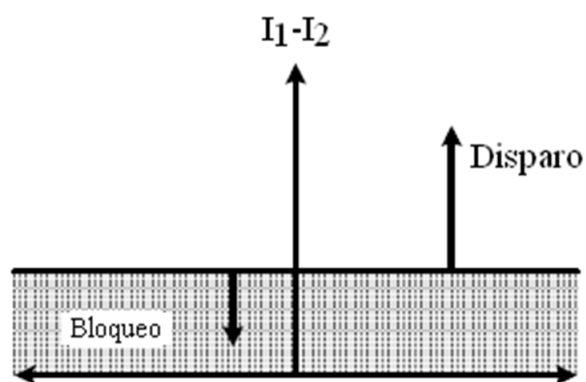


Figura 4.14: Característica del relé diferencial amperimétrico

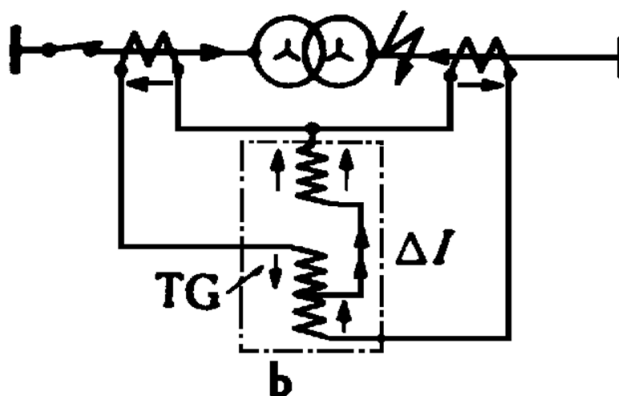


Figura 4.15: Relé diferencial porcentual

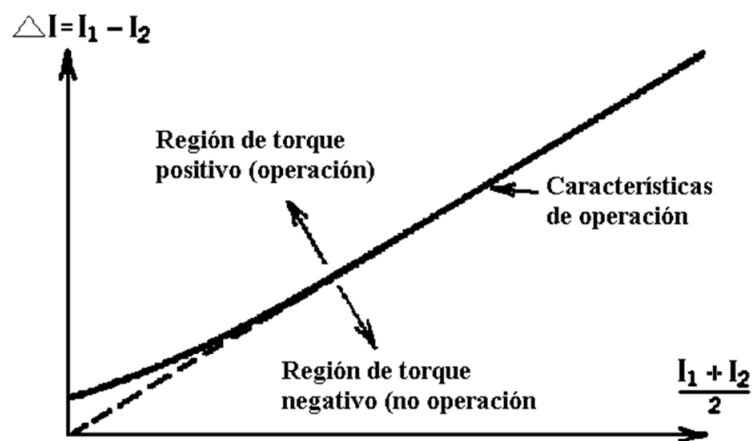


Figura 4.16: Característica del relé diferencial porcentual

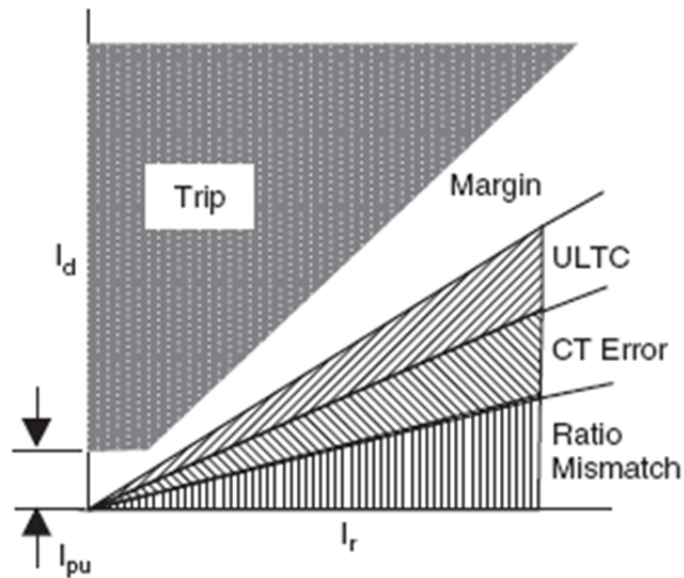


Figura 4.17: Errores en el ajuste del relé diferencial porcentual

4.14. Relés Auxiliares

Se denomina también relés intermedios que se utilizan como:

1. Repetidores de señal (concentrador)
2. Contactor, para maniobrar elementos de potencia

4.15. Relés Estáticos

Los relés estáticos, son en realidad relés electrónicos, ya que están fabricados con dispositivos semiconductores tales como SCR, diodos, transistores, circuitos integrados, son dispositivos estáticos que tienen un alto grado de confiabilidad que desempeñan funciones lógicas y de temporización..

Las ventajas de los relés estáticos con:

1. Respuesta instantánea, larga duración.
2. Menor mantenimiento por la ausencia de partes móviles.
3. Carga (Burden) considerablemente menor.
4. Requieren bajos niveles de energía que permiten su miniaturización.
5. La utilización de circuitos impresos semiconductores, transformadores de reducción (TP y TC) y tiene como elemento de disparo un sensible relé de bobina móvil.

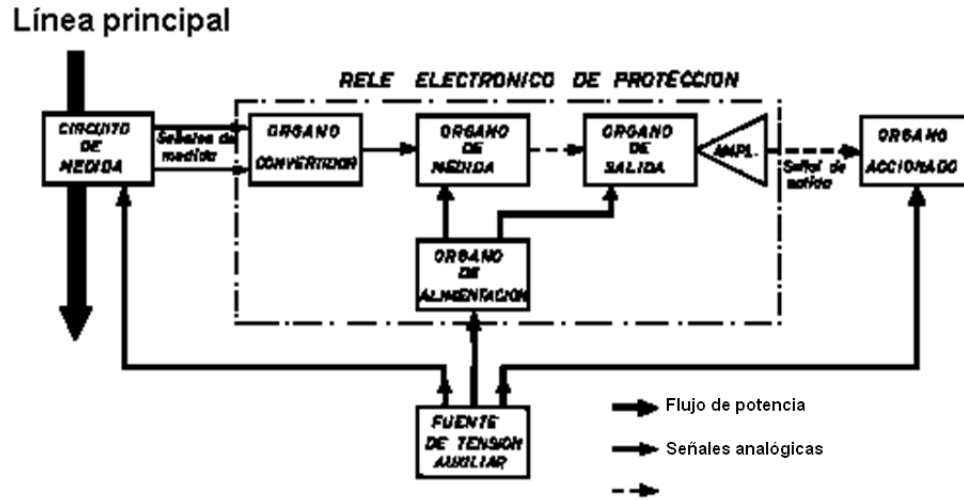


Figura 4.18: Esquema de un relé de protección electrónico

4.16. Relés Electrónicos

En la Fig. (4.18), se muestra el esquema general de un relé protección electrónico que tiene varios módulos, los cuales son:

1. **Circuito de Medida.** Detecta la señal de perturbación, por medio de los transformadores de potencial (TP) y de corriente (TC) los cuales sirven además como aislación del sistema de potencia.
2. **Módulo de Conversión.** Transforman la señal sensada para ser medida. Se realiza el acondicionamiento de la señal analógica y/o digital.
3. **Módulo de Medida.** Según la magnitud medida se decide cuando debe actuar el dispositivo de protección.
4. **Módulo de Salida.** Realiza el acondicionamiento de la señal digital a una señal discreta o analógica.
5. **Módulo de Amplificación.** Amplifica la señal.
6. **Módulo Accionado.** Es la bobina de disparo, mando del disyuntor.
7. **Módulo de Alimentación.** Es la fuente de alimentación para el circuito electrónico.

4.17. Relés Digitales

Los relés digitales y numéricos están implementados en un microprocesador, por tanto, los algoritmos de protección de los relés digitales están implementados en un programa computacional en un microprocesador. En otras palabras, el *corazón* de la protección digital es el *microprocesador*.

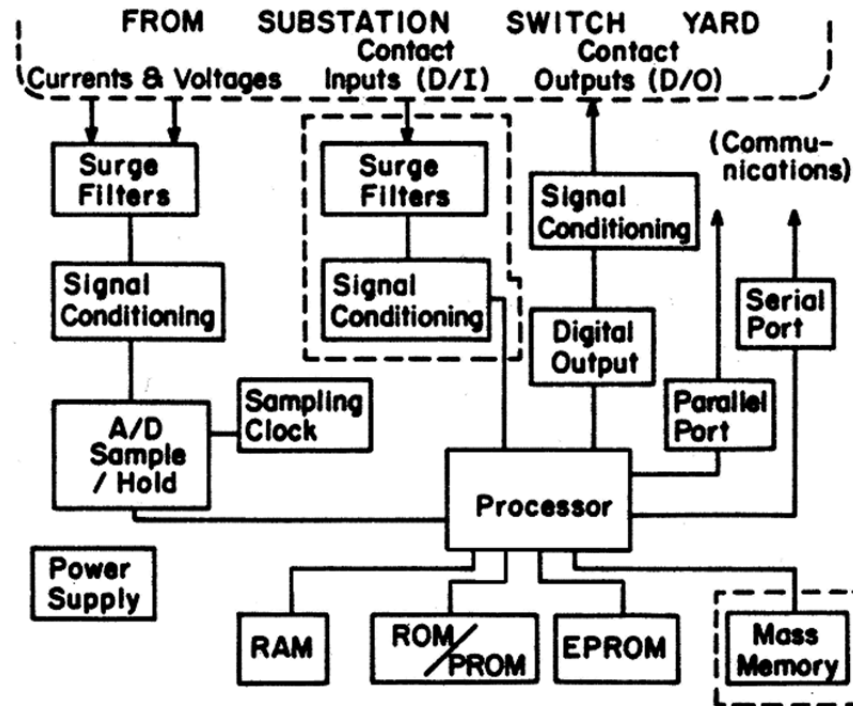


Figura 4.19: Esquema de un relé de digital

En la Fig. (4.19), se muestra el esquema general de un relé protección digital o numérico, donde se pueden distinguir varias etapas, las cuales son:

1. Adquisición de datos desde la subestación.
2. Filtrado de señales: Analógicos y discretos.
3. Acondicionamiento de señales: Analógicos y discretos.
4. Muestro de señal. Discretización del señal.
5. Conversión analógico/digital.
6. Procesamiento de las señales por el algoritmo de protección implementado en el microprocesador.
7. El algoritmo entrega la señal de salida que requiere un acondicionamiento de señal para que *entiendan* los accionadores de la subestación.
8. Mediante los puertos serial y paralelo, se comunica con otros componentes del SEP.

Capítulo 5

Protección de Generadores

5.1. Introducción

Las máquinas eléctricas, son las partes más delicadas de un sistema de potencia, por tener parte móvil, por lo que la aplicación de los distintos elementos de protección, se debe realizar adecuadamente.

Los generadores básicamente son el *corazón* del sistema eléctrico y su comportamiento es distinto ante un cortocircuito.

5.2. Protección de Generadores Síncronos

Las protecciones de los generadores síncronos están determinados por el tamaño e importancia del generador. En los Cuadros: (5.1) y (5.2), se muestra el tipo de protección de acuerdo al tamaño del generador.

Cuadro 5.1: **Protecciones de Generadores Síncronos**

Tipo de Protección	<1 MW	≥ 1 MW	≥ 10 MW	>100 MW
Diferencial	-	-	x	x
Falla a tierra	-	-	x	x
Falla entre espiras	-	-	-	x
Sobrecorriente	x	x	-	-
Sobrecarga	x	x	x	x
Sobretemperatura	-	x	x	x
Corriente de secuencia cero	-	-	x	x
Pérdida de carga	-	-	-	x
Anti-motorización (Pérdida de vapor)	x	x	x	-
Pérdida de excitación	-	-	x	x
Pérdida de sincronismo	-	-	-	x
Sobrevelocidad (Turbina hidráulica)	x	x	x	x
Subtensión (Turbina hidráulica)	x	x	x	x

Cuadro 5.2: Protecciones de rotor

Tipo de Protección	<1 MW	≥ 1 MW	≥ 10 MW	>100 MW
Falla a tierra	-	-	x	x
Pérdida de excitación	-	-	x	x
Indicador de vibración	-	-	x	x

5.2.1. Protección Diferencial del Estator Contra Cortocircuito

Esta protección actúa ante los cortocircuitos entre las fases y falla a tierra en generadores con neutro aterrado. Para la aplicación de esta protección se da las siguientes recomendaciones:

1. Cada relé debe ser alimentada por un TC exclusivo e instalados lo más cerca posible al generador.
2. La conexión entre los TCs y relés debe ser corta y simétrica.
3. La conexión de los TCs en estrella a tierra debe ser hecho solo en el lado de fase y deber ser realizado con conductores de la misma sección.

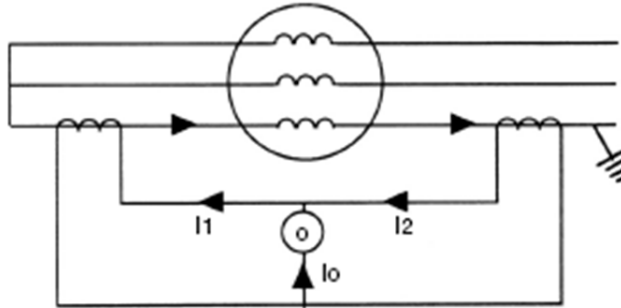


Figura 5.1: Protección diferencial

5.2.2. Protección Diferencial del Estator Contra Falla a Tierra

Los relés longitudinales no protegen adecuadamente contra fallas a tierra de los bobinados. El aterramiento del neutro del generador a través de una alta impedancia tiene las siguientes finalidades:

1. Limitar los esfuerzos mecánicos (fuerzas dinámicas de cortocircuito).
2. Limitar los daños en el punto de falla (limitación del arco).
3. Proteger contra la descarga atmosféricas.
4. Necesidad de obtener corrientes para relés selectivo de las fallas de fase a tierra.

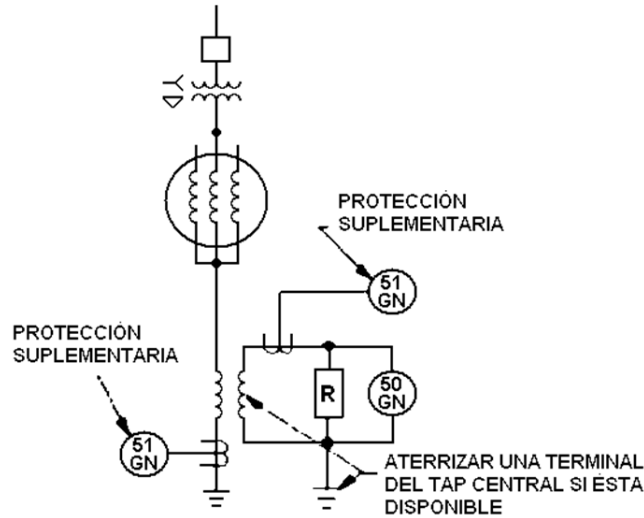


Figura 5.2: Generador con puesta a tierra mediante transformador

Es práctica común utilizar un transformador de distribución conectando el lado de baja tensión entre el neutro del generador y tierra y utilizar un relé de secuencia cero que debe ser insensible a las corrientes del tercer armónico. En el caso de conectar un generador a tierra a través de una impedancia, su valor será:

$$Z = \frac{V}{\sqrt{3}I}$$

5.2.3. Protección Contra Sobrecalentamiento del Estator

El sobrecalentamiento del estator puede ser causado por:

1. Sobrecarga
2. Falla en el sistema de refrigeración.

Se utiliza el puente de Wheatstone y un relé direccional en forma preferencial, también se usa el método de la imagen térmica. Se puede vigilar la temperatura del aire de refrigeración, de los aceites, de los descansos. El ajuste se fija en 5 a 10 °C por encima de la temperatura juzgada normal.

Se utiliza también la protección de sobrecorriente y se ajusta en 1.30 a 1.40 de I_N por 4 a 10 s, básicamente es una protección de respaldo.

5.2.4. Protección Contra la Elevación de Tensión

Es recomendado para generadores accionados por turbinas hidráulicas o a gas, que están expuestas a sobrevelocidad y consiguiente sobretensión, las causas de sobrevelocidad son las pérdidas de potencial (carga) repentinas.

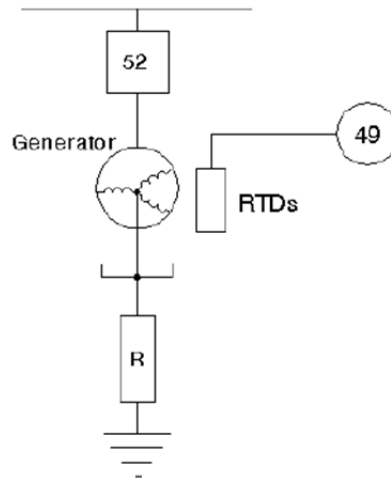


Figura 5.3: Protección contra calentamiento del estator

5.2.5. Protección del Rotor Contra Cortocircuitos en el Campo

Al existir una falla a tierra, se establecerá una corriente de falla, el relé de falla a tierra, accionará una alarma.

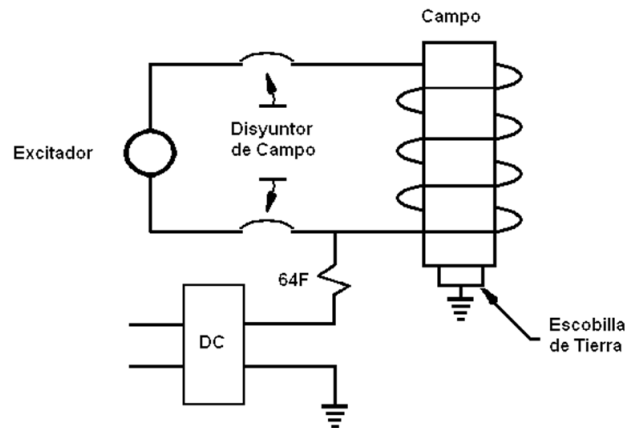


Figura 5.4: Protección contra cortocircuito en el campo

5.2.6. Protección Contra la Pérdida de Excitación del Campo

El generador síncronico al perder la excitación, se acelera ligeramente y opera como un generador de inducción, o sea absorbe corriente reactiva de la red en vez de entregar, se usan relés de subcorriente en el circuito de excitación.

El relé selectivo utilizado es el relé direccional de distancia, alimentado por la corriente y tensión alternas entregadas por el generador, utilizando un relé de tensión mínima ajustado para 0.7

5.2.7. Protección Contra Calentamiento del Rotor Debido a la Sobreexcitación

Esta hecho indirectamente por la protección contra el sobrecalentamiento del estator, un calentamiento excesivo reduce la vida útil del aislante utilizando en el rotor.

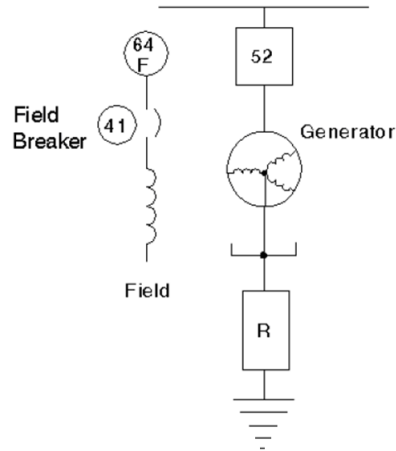


Figura 5.5: Protección del rotor

5.2.8. Protección Contra Retorno de Potencia

El retorno de la potencia se debe a la falla del motor primario (turbina) por lo que el generador funciona como motor accionando a la turbina causando: calentamiento en la turbina de vapor, cavitación en la turbina hidráulica, en los motores a diesel puede producir incendio o demanda excesiva de la red. Se utiliza relés monofásicos de potencia inversa, regulados en 0.5 - 3 % de la potencia nominal.

5.2.9. Protección de Sobrecorriente con Relé 51V

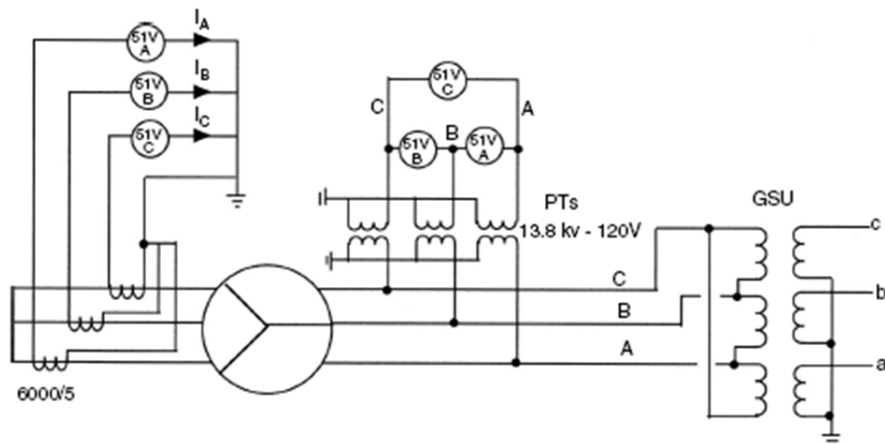


Figura 5.6: Aplicación del relé 51V

Capítulo 6

Protección de Motores

6.1. Introducción

Los motores eléctricos son la fuerza motriz imprescindible en la industria, por lo que la aplicación adecuada de los esquemas de protección es de suma importancia. Se debe realizar la distinción entre los motores de uso especial y común.

6.1.1. Protección Contra Cortocircuitos en el Arrollamiento del Estator

En este tipo de protección se utilizan:

1. Fusibles para motores hasta 600 V.
2. Disparadores de acción directa y relés actuando sobre disyuntores por encima de 2200 V.

6.1.2. Protección Contra Sobrecalentamiento del Estator

Básicamente es una protección contra sobrecarga, rotor bloqueado o corrientes desequilibradas. Para la cuál se debe colocar elementos de sobrecarga en cada fase.

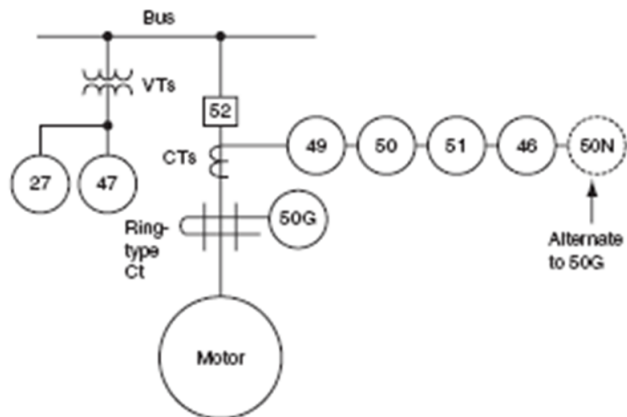


Figura 6.1: Motor sin neutro

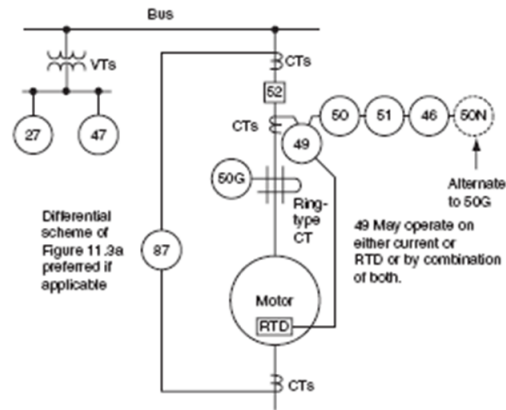


Figura 6.2: Motor con neutro

6.1.3. Protección Contra Sobrecalentamiento del Rotor

Los motores tipo de jaula de ardilla usan relés de sobrecarga de tiempo inverso.

Capítulo 7

Protección de Transformadores

7.1. Introducción

El transformador es uno de los elementos esenciales para la transformación y transporte de la energía eléctrica, deben ser protegidos contra los cortocircuitos, sobrecargas que causan la degradación de la aislación por sobretemperatura.

7.2. Esquema de Protección de Transformadores de Potencia

En la Fig. (7.1), se muestra las principales protecciones empleadas para proteger transformadores de potencia.

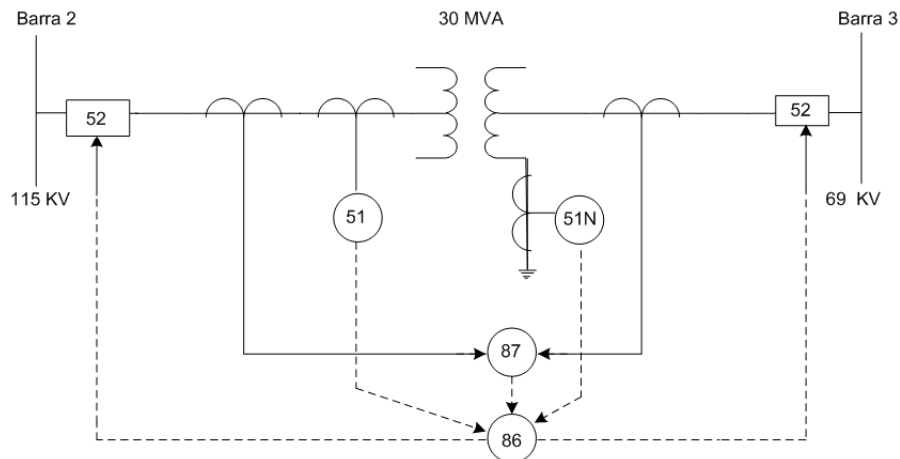


Figura 7.1: Protecciones principales de un transformador de potencia

Las protecciones empleadas en transformadores, depende de la importancia y tamaño del transformador:

1. $ST \leq 2500$ kVA, Fusibles

2. $2500 \leq ST \leq 5000$ kVA, Fusibles, pero es preferible con relés de sobrecorrientes: Instantáneo y de tiempo inverso, y relé Buchholdz.
3. $5000 \leq ST \leq 10000$ kVA, relé diferencial con unidad de sobrecorriente y relé Buchholdz.
4. $ST \leq 10000$ kVA, Relé diferencial porcentual con restricción de armónicas y relé Buchholdz.

7.2.1. Causas de Fallas en Transformadores

Las principales causas para las fallas que se presentan en la operación de transformadores, son:

1. Expansión y contracción debido al ciclo térmico
2. Vibración
3. Calentamiento local debido al flujo magnético
4. Fuerzas de impacto debido al flujo de corriente
5. Excesivo calentamiento debido a sobrecargas o enfriamiento inadecuado

7.3. Protección Diferencial Porcentual

La protección diferencial porcentual, es adecuado para eliminar todos los tipos de cortocircuitos internos, tales como: cortocircuitos entre espiras, así como para los arcos en las buchas.

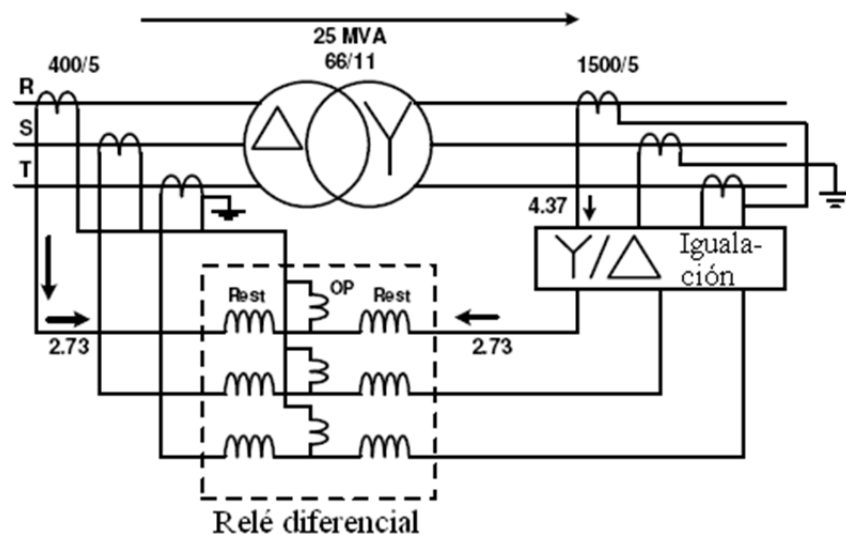


Figura 7.2: Resultado de la aplicación del relé diferencial

En la Fig. (7.2), se presentan el ajuste y cálculos de los resultados del relé diferencial.

7.3.1. Consideraciones para Aplicar el Relé Diferencial

1. Corrección del posible desfase a través de los devanados del transformador (corrección de fase debido al grupo de conexión del transformador).
2. Los efectos de la variedad de las puestas a tierra y devanados (Filtrado de las corrientes de secuencia cero).
3. Corrección de posibles desbalanceo de las señales desde los TC sobre los lados de los devanados (corrección de la relación de transformación mediante transformador de corriente intermedio).
4. El efecto de la magnetización inrush durante la energización inicial. El relé diferencial deber ser insensible a la segunda armónica.
5. La posible ocurrencia del sobre flujo.

7.4. Protección de Sobrecorriente

Se utiliza para la protección contra cortocircuitos de transformadores pequeños y de mediana potencia, es una protección de respaldo para fallas externas.

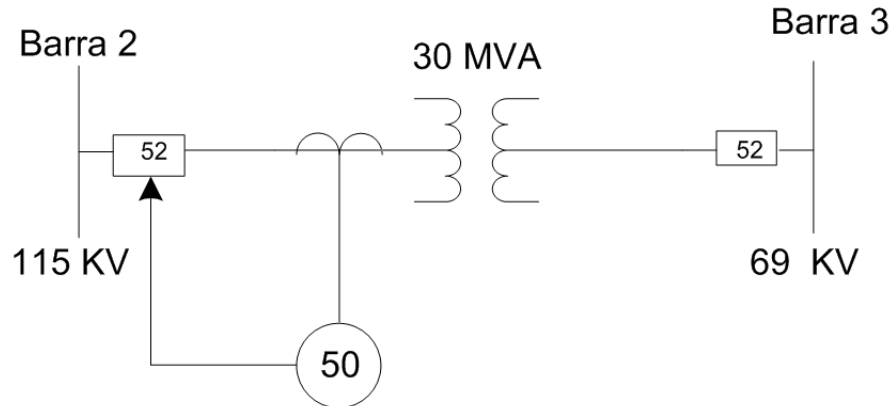


Figura 7.3: Protección de sobrecorriente

En la Fig. (7.3), se muestra el esquema de protección de sobrecorriente.

7.5. Protección por Medio de Relé de Presión y/o de Gas

Actúa rápidamente ante una sobrepresión del aceite del transformador, debido al arco resultante por una falla interna. El relé Buchholdz es un detector de presión y gas, debido a corto circuitos entre espiras o calentamiento del núcleo, que tiene dos elementos:

1. Flotador para falla incipiente, que acciona una alarma audible o luminosa.
2. Flotador para fallas fuertes, que acciona la bobina de disparo del disyuntor.

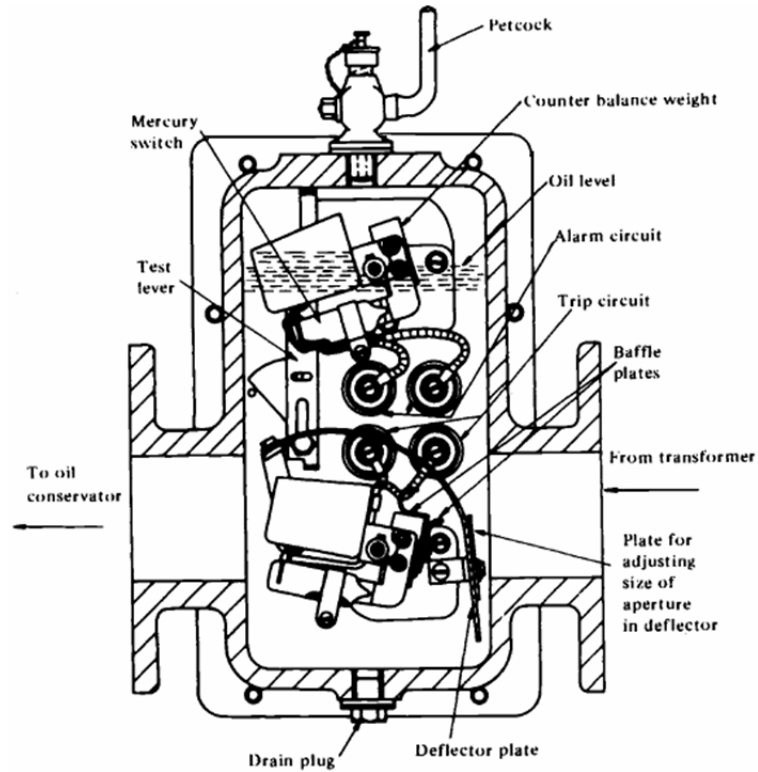


Figura 7.4: Relé Buchholz

En la Fig. (7.4), se muestra el esquema de un relé buchholz que se instala entre el tanque del transformador y el tanque de conservación y debe tener una pendiente del 3%, como se muestra en la Fig. (7.5).

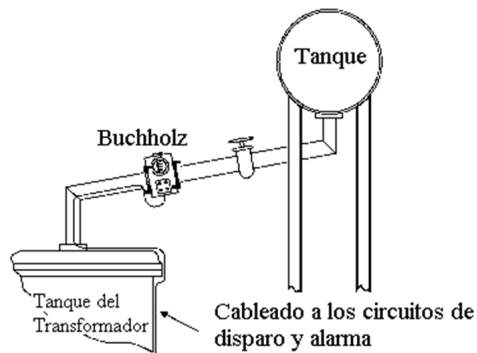


Figura 7.5: Instalación del relé Buchholz

7.6. Protección Contra Sobrecarga

Utilizada para proteger el aislamiento de sus devanados contra daños provocado por un calentamiento inadmisibles. Primeramente deben actuar los ventiladores. Se dispone de un indicador tipo termómetro de Hg en el aceite, el cual por medio de un tubo capilar acciona una alarma a 80°C , otro contacto para conectar los ventiladores 60°C y bombas de aceite en 65°C . El transformador puede utilizar una imagen térmica colocada dentro del aceite, indicando la temperatura del punto, es un detector de temperatura, tipo resistencia no inductiva de cobre con 10°C a 25°C alimentada por un TC. También se utilizan relés térmicos, directos o secundarios que tienen un dispositivo de disparo instantáneo o temporizado en 15, 30 y 45 minutos.

7.7. Protección Contra Falla a Masa

En sistemas con neutro aterrado se conecta la masa del tanque a través de un TC que actúa sobre un relé de sobrecorriente instantáneo. En este caso, el tanque debe estar aislado de tierra.

Capítulo 8

Protección de Líneas de Transmisión, Alimentadores y Barras

8.1. Introducción

La protección del embarrado debe ser selectiva y preciso para discriminar las fallas transitorias y satisfacer las siguientes condiciones:

1. Debe ser rápida para limitar los daños.
2. Debe ser estable, o sea no debe operar por maniobras ejecutadas en la S/E.

El gran porcentaje de fallas registradas en un SEP ocurren en las líneas y alimentadores que conectan los centros de generación y demanda, por lo que la protección debe ser eficiente y confiables. Los esquemas de protección deben considerar: la configuración, longitud, importancia relativa de las líneas debe garantizar que todo defecto sea eliminado tan rápidamente posible, desconectado solo una parte, con mínima extensión posible.

8.2. Protección de Líneas de Transmisión y Alimentadores

Las líneas de transmisión, son protegidas por medio de relés de distancia y sobrecorriente, mientras que los distribuidores y alimentadores son protegidas mediante relés de sobrecorriente y reconectores.

8.2.1. Protección de Sobrecorriente

Este esquema es el más simple y barato, también es más difícil de coordinar y necesita reajustes en cada modificación de circuitos, se utiliza también como protección de respaldo.

1. **Relés de Tiempo Definido.** Para lograr la coordinación es necesario tomar las siguientes consideraciones:
 - a) Corriente de falla.
 - b) Temporización de la actuación.

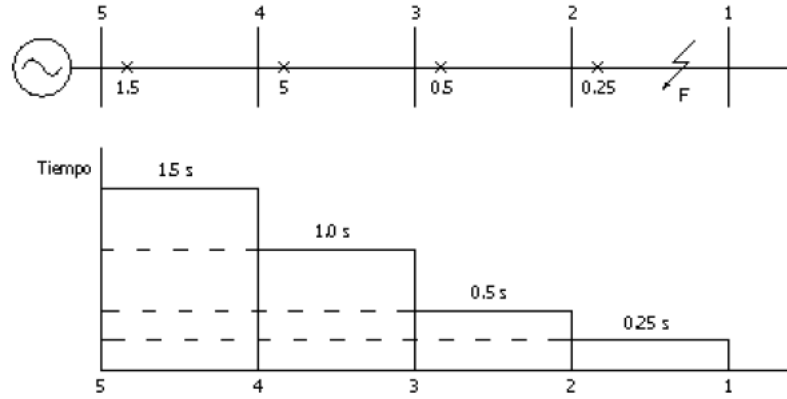


Figura 8.1: Escalonamiento de tiempo en una línea radial

c) Dirección de la corriente de falla.

Ajuste de la Unidad Direccional. Generalmente usada en alimentadores con alimentación bilateral.

Ajuste de la Unidad Instantánea. Es común utilizar un ajuste entre 115 - 130 % de corriente máxima.

Ajuste de la Unidad Temporizada. Es común utilizar en 150 % 200 % de la corriente a plena carga.

Ajuste del Relé de Tierra. Se realiza el ajuste en 10 a 30 % I_N .

2. **Relés de Tiempo Dependiente.** Son relés de tiempo inverso.
3. **Relés de Tiempo Direccionales.** En redes malladas es imprescindible la utilización de relés direccionales para obtener una selectividad adecuada.

8.2.2. Protección de Distancia

La protección de sobrecorriente tiene el inconveniente de que el tiempo de retardo cerca a la fuente es mayor y las corrientes de falla son mayores, que resulta un contra sentido ya que cuanto mayor es la corriente de falla más rápidamente debe actuar los esquemas de protección.

Distancia Definida. En la protección de un tramo de línea, se definen tres zonas de protección:

1. **ZONA 1** Abarca el 80 % del tramo protegido
2. **ZONA 2** Abarca el resto del tramo y cubre un 45 % del tramo contiguo.
3. **ZONA 3** Abarca el resto del tramo contiguo y un porcentaje del tramo subsiguiente.

En la Fig. (8.5), se muestra las tres zonas de protección de la protección del tramo de línea L_{12} .

En la Fig. (8.6), se muestra en a) dos tramos de línea, en b) las tres zonas de protección de la protección del tramo de línea TL_{12} y en c) Los tiempos de operación: $T_1 = 0,1s$, $T_2 = 0,6s$ y $T_3 = 1,1s$.

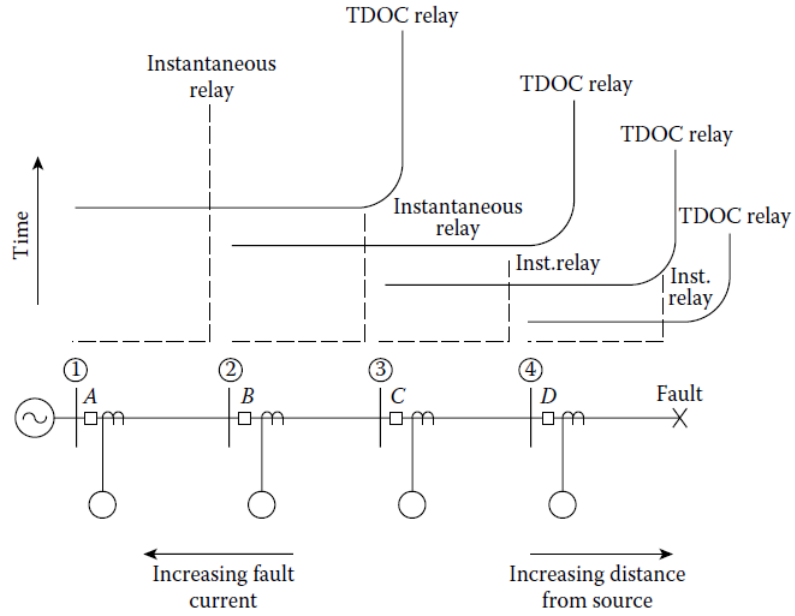


Figura 8.2: Línea protegida por relés de sobrecorriente

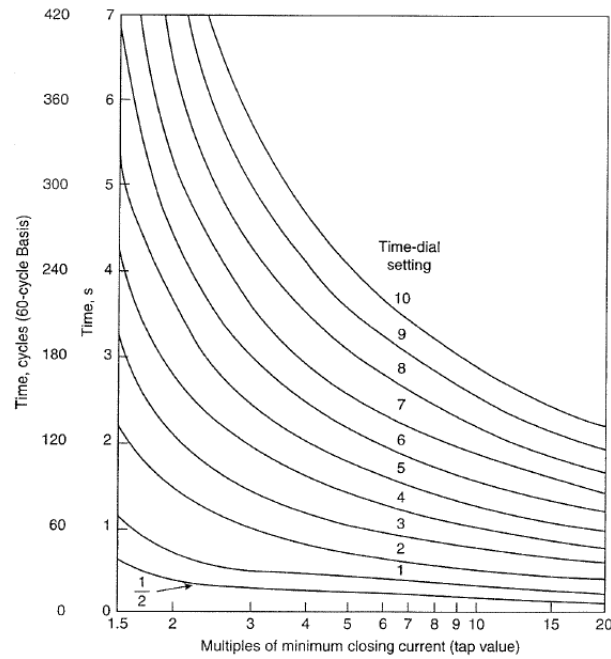


Figura 8.3: Características del relé IAC de la General Electric, Inc.

En la Fig. (8.7), se muestra el ejemplo de aplicación donde están definidas dos zonas de protección de la línea del tramo AB

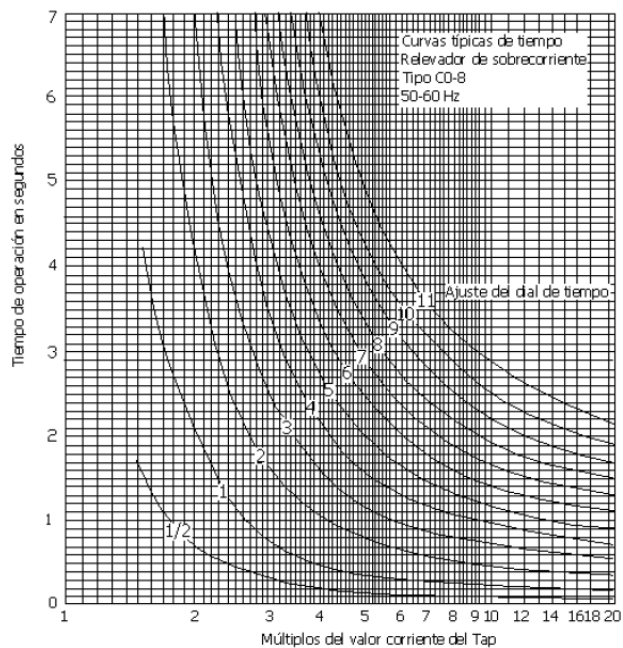


Figura 8.4: Características del relé CO-8 de la Whestinghouse, Inc.

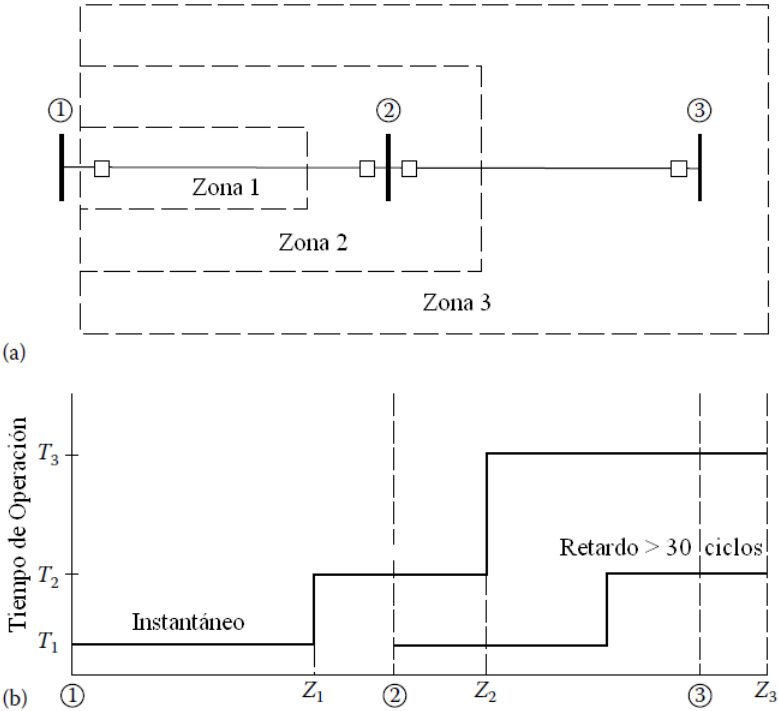


Figura 8.5: Protección de líneas mediante relés de distancia [15]

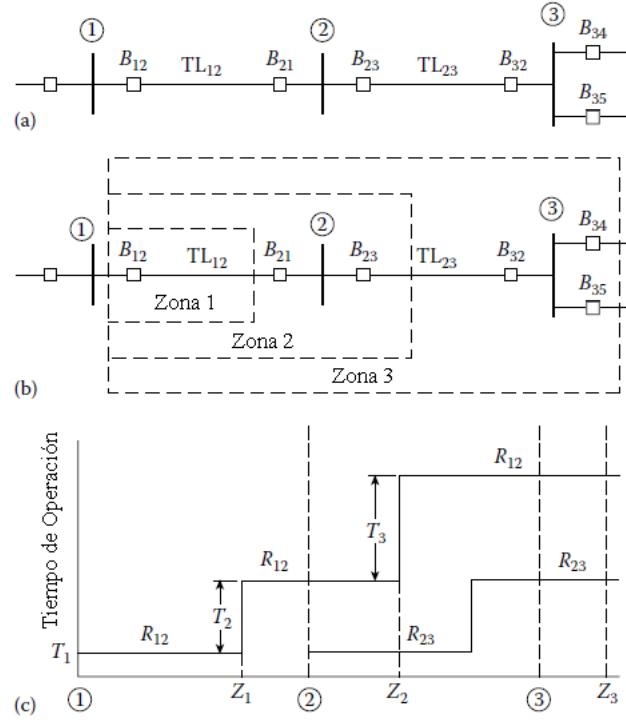


Figura 8.6: Protección de líneas mediante relés de impedancia [15]

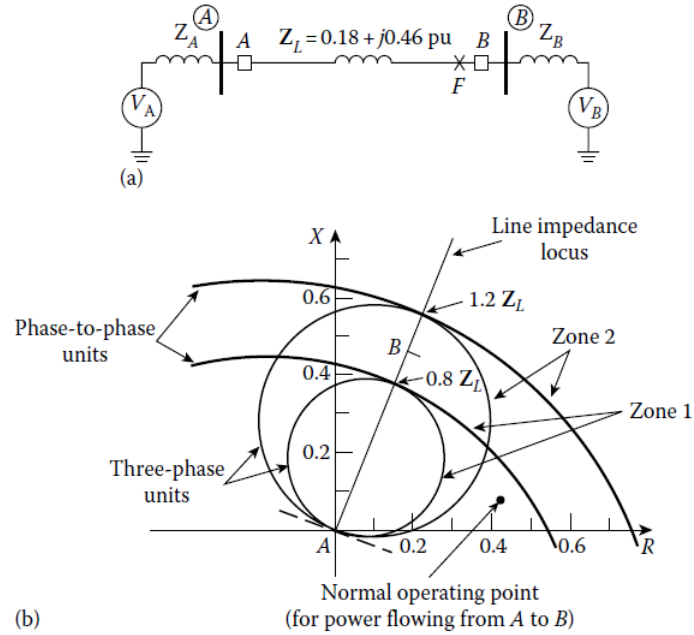


Figura 8.7: Aplicación relés de distancia [15]

8.3. Protección Diferencial de Barras

Se utiliza relés de sobrecorriente o porcentuales, utilizando acopladores lineales (TC con núcleo de aire o plástico, la ausencia de hierro disminuye los errores de ángulo y módulo) con relés estáticos.

Reglas básicas:

1. Todos los TC deben tener la misma relación de transformación.
2. Para corrientes de carga o falla, no debe circular corriente en la conexión.
3. Utilizar en el cableado un mismo conductor 10 AWG, de fase y neutro.

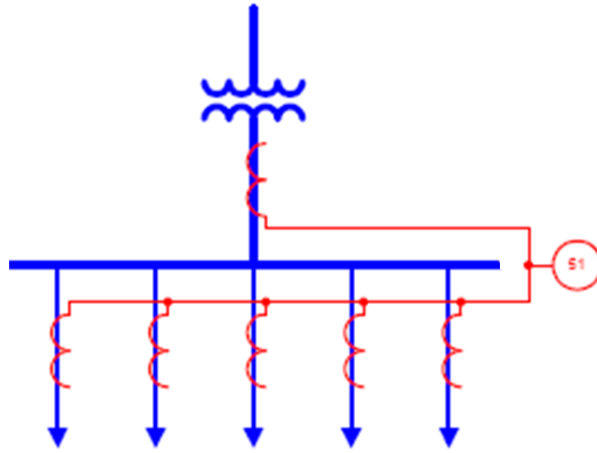


Figura 8.8: Protección diferencial con TC

En la Fig. (8.8), se muestra la protección diferencial de una barra utilizando TC inductivos.

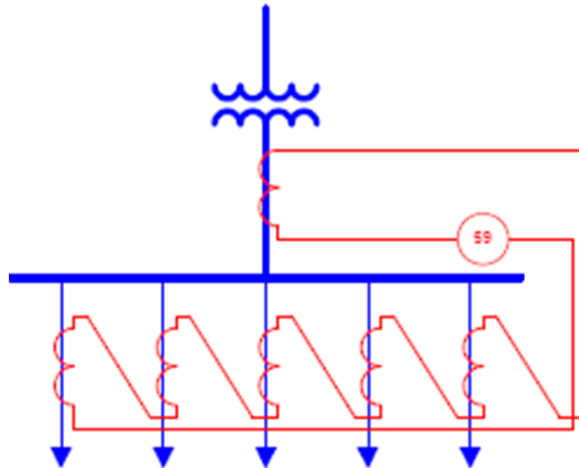


Figura 8.9: Protección diferencial con acopladores lineales

En la Fig. (8.9), se muestra la protección diferencial de una barra utilizando acopladores lineales.

8.4. Protección Diferencial Combinada

Se utiliza básicamente para reducir costos y simplificar el conexionado.

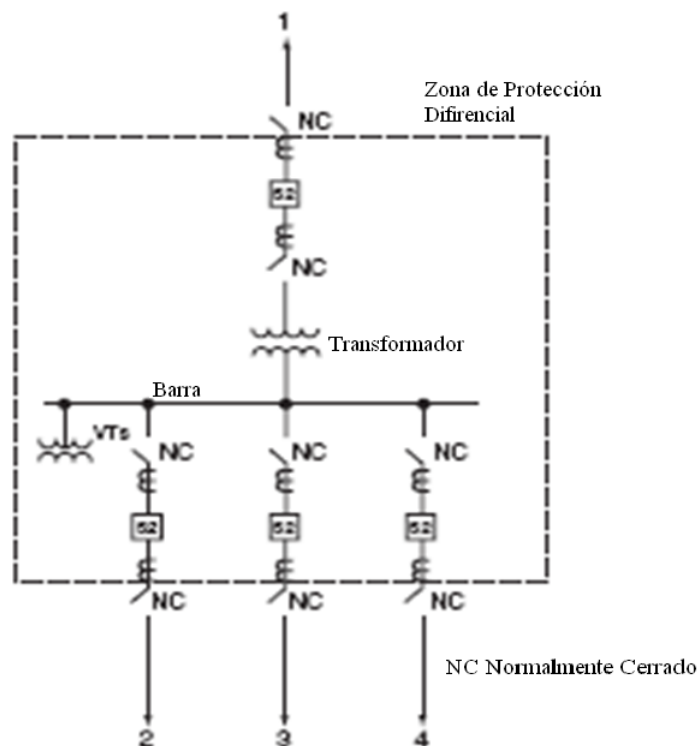


Figura 8.10: Protección combinada transformador y barra

En la Fig. (8.10), se muestra la protección diferencial combinada de transformador y barra, es un esquema de barra única, la barra tiene 4 líneas y transformador

Capítulo 9

Coordinación de la Protección

9.1. Introducción

La coordinación de la protección es la selectividad respecto al tiempo de aislación de la falla, puede utilizarse desalojamiento en tiempo o distancia (cortocircuito).

9.2. Coordinación de la Protección en Redes de Distribución

En redes de distribución la finalidad de la protección es de tener el menor número de circuitos desenergizados en caso de fallas, para mantener la continuidad de servicio por los que se fija un criterio de operación.

Los elementos de protección utilizados son:

1. Fusibles
2. Reconectadores
3. Seccionador - Fusible
4. Interruptor Termomagnético
5. Relé

9.2.1. Coordinación Fusible - Fusible

Para que dos fusibles o más sean selectivos deben tener intensidades nominales distintas.

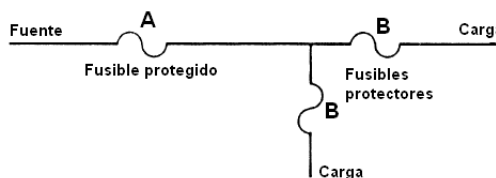


Figura 9.1: Conexión Fusible-Fusible

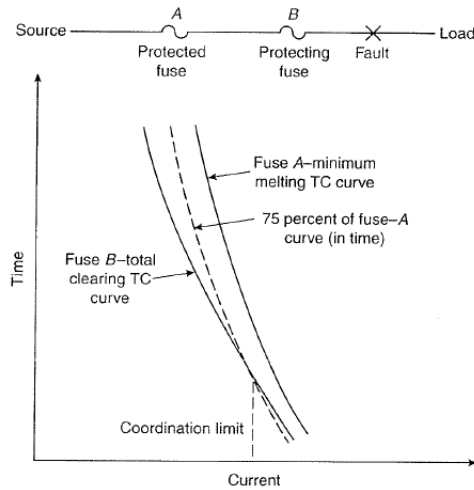


Figura 9.2: Coordinación Fusible-Fusible

Con la finalidad de lograr la coordinación fusible-fusible, la curva mínima de fusión multiplicada del fusible A por 0.75 intersecta con la curva máxima de fusión de B, la intersección determina la franja de coordinación. Dicho extremo está confirmado con la gráfica de la Fig. (9.2).

$$\begin{aligned} \frac{I_A}{I_B} &\geq 2 && \text{Siempre son selectivos} \\ \frac{I_A}{I_B} &\geq 1,6 - 1,8 && \text{Redes industriales} \\ \frac{I_A}{I_B} &\geq 1,3 - 1,4 && \text{Alimentadores domésticos} \end{aligned}$$

9.2.2. Coordinación Fusible - Reconectador

El elemento fusible es el elemento posconectado y el reconectador es el preconectado.

- 1) Curva de operación rápida del reconectador.
- 2) Curva de operación retardada.
- 3) Curva de tiempo mínimo de fusión.
- 4) Curva de interrupción total de fusible.
- 5) Curva de operación rápida del reconectador retardado.

9.2.3. Coordinación Reconectador - Fusible

El reconectador es el elemento posconectado y el fusible es el preconectado, es común su uso para proteger un transformador. 1) Curva de operación rápida del reconectador. 2) Curva de operación retardada. 3) Curva de tiempo mínimo de fusión. 4) Curva de interrupción total del fusible. 5) Curva de operación retardada del reconectador.

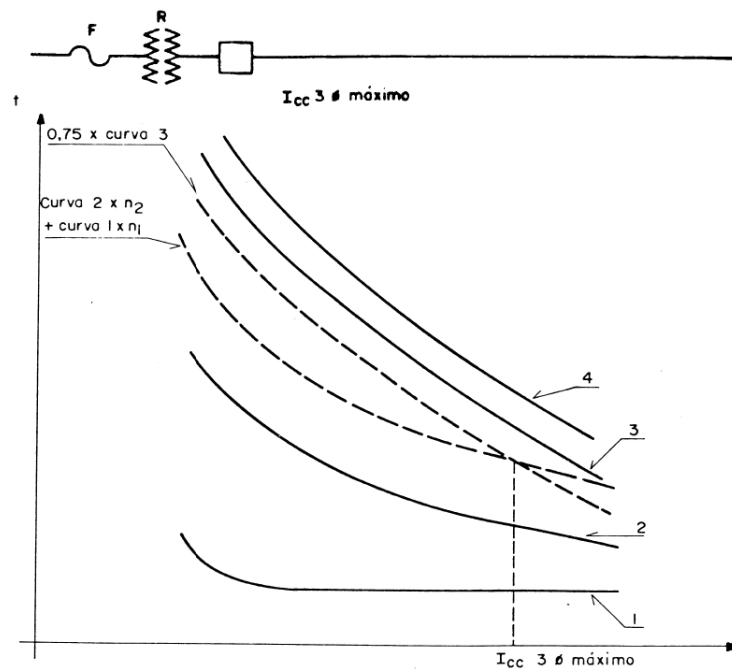


Figura 9.3: Coordinación Fusible-Reconectador

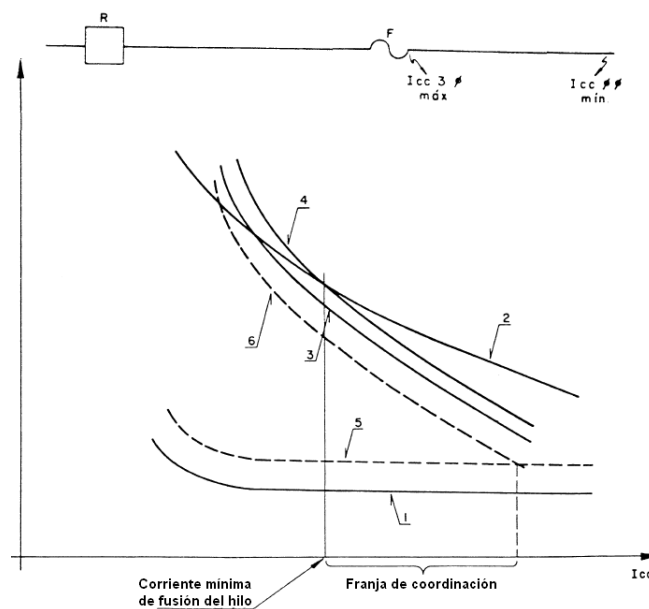


Figura 9.4: Coordinación Reconectador-Fusible

9.2.4. Coordinación Interruptor Termomagnético - Fusible

Para lograr la selectividad es necesario que sus características tiempo - intensidad no se toquen y debe mantener una "distancia" de seguridad mayor a 50 ms.

9.2.5. Coordinación Fusible - Interruptor Termomagnético

Para lograr la selectividad es necesario que sus características no se toquen y debe mantener una temporización mayor a. 1s.

9.2.6. Coordinación Relé - Interruptor Termomagnético

Para asegurar la selectividad es necesario que sus características no se toquen.

9.2.7. Aplicación de la Coordinación

En la Fig. (9.5), se muestra la red eléctrica tomada como ejemplo para explicar la coordinación de los elementos de protección.

En la red, deben coordinar el fusible de 60 A tipo T con el disyuntor de 2000 A. Es decir, las características del fusible de 60 A, debe estar desplazada hacia arriba de las características del disyuntor de 2000 A.

Por una parte, para una corriente de cortocircuito en el alimentador F_1 , deben coordinar el fusible de 60 A tipo T, el disyuntor de 2000 A y el disyuntor de 400 A.

Por otra parte, para una corriente de cortocircuito en el alimentador F_2 , deben coordinar el fusible de 60 A tipo T, el disyuntor de 2000 A y el fusible de 500 A.

Las características t-I del disyuntor de 200 A y del fusible de 500 A, pueden superponerse, no es necesario la coordinación de estos dos dispositivos.

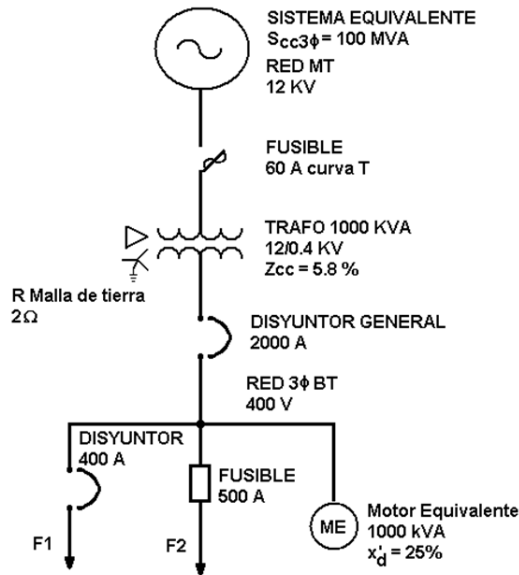


Figura 9.5: Diagrama unifilar de la red eléctrica

Al realizar las características t-I de los diferentes elementos de protección de la Fig. (9.6), se confirma que existe una adecuada coordinación de dichos dispositivos.

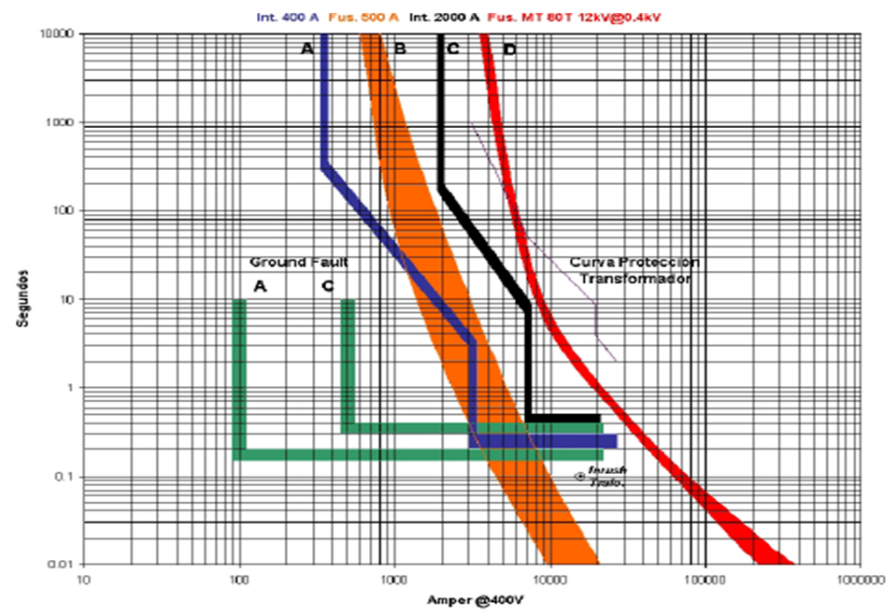


Figura 9.6: Curvas de coordinación

Bibliografía

- [1] Jinliang He et al., **Methodology and Technology for Power System Grounding**. John Wiley & Sons Singapore Pte. Ltd., 2013.
- [2] Colección CEAC, **Estaciones de Transformación y Distribución, protección de Sistemas Eléctricos**
- [3] R. Barreto, **Cálculo de Cortocircuito**. Edditorial Científico Técnico, Habana Cuba, 1985.
- [4] Charles A. Gross, **Power System Analysis**. John Wiley & Sons, New York, 1986.
- [5] Van C. Warrington, **Protective Relays**. Chapman Hall, 1969.
- [6] Caminha Amadeu, **Introdução a Proteção dos Sistemas Elétricos**. Litec, Brasil, 1977.
- [7] Gilberto Enriquez, **Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos por Relé-vadores**. Limusa, Mexico, 1987.
- [8] Gilberto Enriquez, **Guía Prácticapara el Cañculo de Intalaciones Eléctricas**. Limusa, Mexico, 1994.
- [9] José Martín, **Diseño de Subestaciones Eléctricas**. MacGraw Hill, 1987.
- [10] Paulino Montané, **Protecciones en las Instalaciones Eléctricas**. Marcomb, España, 1988.
- [11] Oscar Moya, **Tendencias en la Protección Integrada de Sistemas Eléctricos**. Curso Tutorial Universidad Católica de Valparaiso, Chile. 1991.
- [12] A. G. Phadke, J. S. Thorp, **Computer Relaying for Power Systems**. John Wiley & Sons, New York, 1988.
- [13] W. Giménez, **Modelización de Interruptores Eléctricos de Potencia**. Tesis doctoral, Universitat Politècnica de Catalunya, 1999.
- [14] R. Colombo, **Disjuntores de Alta Tensão**. Siemens, 1988.
- [15] Turan Gönen, **Electrical Power Transmission System Engineering. Analysis and Design**. CRC Press of the Taylor & Francis Group, 3rd Edition. 2014.

Apéndice A

Análisis de Señal

A.1. Introducción

En este acápite, se presenta el análisis de señales aplicables a los relés digitales.

A.2. Muestreo de Señal

Sea $y(t)$ una señal sinusoidal que tiene la información de interés que será analizada por el relé digital.

$$y(t) = A \cos(\omega_0 t + \phi_0)$$

donde:

$y(t)$ = Valor instantánea de una señal alterna

y_k = Valor de la muestra k-ésima de $y(t)$

ω_0 = Frecuencia fundamental rad/seg

Δt = Intervalo fijo entre muestras, es decir: $y_k = y(\Delta t)$

θ = Ángulo de la frecuencia fundamental entre muestras, es decir: $\theta = \omega_0 \Delta t$

La señal $y(t) = A \cos(\omega_0 t + \phi_0) = Y_C \cos \omega_0 t + Y_S \sen \omega_0 t$

donde:

Y_C y Y_S son números reales y son las incógnitas.

Se asume muestras tomadas en $-\Delta t$, 0 y $+\Delta t$, las cuales son:

$$\begin{aligned} y_{-1} &= y(-\Delta t) = Y_C \cos(-\omega_0 \Delta t) + Y_S \sen(-\omega_0 \Delta t) \\ y_0 &= y(0) = Y_C \cos(\omega_0 0) + Y_S \sen(\omega_0 0) \\ y_{+1} &= y(\Delta t) = Y_C \cos(\omega_0 \Delta t) + Y_S \sen(\omega_0 \Delta t) \end{aligned}$$

En forma matricial, la expresión queda:

$$\begin{bmatrix} y_{-1} \\ y_0 \\ y_{+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sen \theta \\ 1 & 0 \\ \cos \theta & \sen \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_C \\ Y_S \end{bmatrix}$$

Son suficientes dos muestras para determinar Y_C y Y_S .

$$\begin{bmatrix} y_{-1} \\ y_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sen \theta \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_C \\ Y_S \end{bmatrix}$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones, se tiene:

$$Y_C = y_0 ; Y_S = \frac{y_0 \cos \theta - y_{-1}}{\sin \theta}$$

El uso de tres muestras es un intento para proveer alguna inmunidad a los términos de $y(t)$ (armónicas ó términos aleatorios).

A.2.1. Estimación lineal

Considerando

$$Ax = b$$

donde:

A no es una matriz cuadrada, es un sistema sobredefinido

Resolviendo el sistema, se tiene:

$$x = A^{-1}b$$

donde:

A^{-1} es una pseudo inversa

Ejemplo

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 1 & -1 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 5/4 \\ -1/4 \\ 3/4 \end{bmatrix}$$

Una solución, es:

$$\begin{array}{lcl} x_1 & = & 5/4 \\ x_2 & = & 3/4 \end{array} \quad \text{Pero, resulta que: } x_1 - x_2 = \frac{1}{2} = -\frac{1}{4} ?$$

Un método razonable para resolver, es considerar que existe un error e y se escribe como:

$$b = Ax + e$$

$$e = b - Ax = \begin{bmatrix} e(1) \\ e(2) \\ e(3) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -1/4 \\ 0 \end{bmatrix}$$

este error se puede minimizar mediante la suma de errores:

$$e_1 + e_2 + e_3 + \cdots + e_n = \sum_{i=1}^n e_i$$

pero, algunos errores se pueden cancelar, por lo que se prefiere representar los errores absolutos:

$$|e_1| + |e_2| + |e_3| + \cdots + |e_n| = \sum_{i=1}^n |e_i|$$

sin embargo, complica la manipulación informática, por lo que, se prefiere representar por el error cuadrático cuyo mínimo en cero coincide con el mínimo del valor absoluto y el es método del error mínimo cuadrático:

$$e^T e = e_1^2 + e_2^2 + e_3^2 + \cdots + e_n^2$$

$$e^T e = (b - Ax)^T (b - Ax) = (b^T - x^T A^T)(b - Ax)$$

Para determinar el x que minimiza el error e , se debe derivar $e^T e$ igualar a cero:

$$\frac{\partial(e^T e)}{\partial x} = A^T A \hat{x} + \hat{x}^T A^T A - A^T b - b^T A = 0$$

como: $A^T b = b^T A$

se tiene:

$$2(A^T A \hat{x} - A^T b) = 0$$

$$A^T A \hat{x} = A^T b$$

$$\hat{x} = (A^T A)^{-1} A^T b$$

Aplicando al problema:

$$\begin{bmatrix} y_{-1} \\ y_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_C \\ Y_S \end{bmatrix}$$

donde:

$$A = \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ 1 & 0 \\ \cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix}$$

$$b = \begin{bmatrix} y_{-1} \\ y_0 \\ y_1 \end{bmatrix}$$

$$x = \begin{bmatrix} Y_C \\ Y_S \end{bmatrix}$$

$$A^T A = \begin{bmatrix} \cos \theta & 1 & \cos \theta \\ -\sin \theta & 0 & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ 1 & 0 \\ \cos \theta & \sin \theta \end{bmatrix}$$

$$(A^T A)^{-1} = \begin{bmatrix} 1 + \cos^2 \theta & 0 \\ 0 & 2 \sin^2 \theta \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{1 + \cos^2 \theta} & 0 \\ 0 & \frac{1}{2 \sin^2 \theta} \end{bmatrix}$$

$$\hat{x} = (A^T A)^{-1} A^T b = \begin{bmatrix} \frac{1}{1 + \cos^2 \theta} & 0 \\ 0 & \frac{1}{2 \sin^2 \theta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos \theta & 1 & \cos \theta \\ -\sin \theta & 0 & \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{-1} \\ y_0 \\ y_1 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Y_C \\ Y_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\cos \theta}{1 + \cos^2 \theta} & 1 & \frac{\cos \theta}{1 + \cos^2 \theta} \\ -\frac{2 \sin \theta}{2 \sin^2 \theta} & 0 & \frac{2 \sin \theta}{2 \sin^2 \theta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_{-1} \\ y_0 \\ y_1 \end{bmatrix}$$

$$Y_C = \frac{y_{-1} \cos \theta + y_0 + y_{+1} \cos \theta}{1 + \cos^2 \theta}$$

$$Y_S = \frac{y_{-1} + y_{+1}}{2 \sin^2 \theta}$$

Si se utiliza un algoritmo basado en las tres últimas muestras, las ecuaciones quedan:

$$Y_C^{(k)} = \frac{y_{k-1} \cos \theta + y_k + y_{k+1} \cos \theta}{1 + \cos^2 \theta}$$

$$Y_S^{(k)} = \frac{y_{k-1} + y_{k+1}}{2 \sin^2 \theta}$$

Constituyen una ventana de muestras (en este caso de tres muestras) donde: k es un subíndice, indica que los cálculos están centrados en la muestra de orden k . Entonces para una senoide pura:

$$y(t) = A \cos(\omega_0 t + \phi_0) = Y_C \cos \omega_0 t + Y_S \sin \omega_0 t$$

Las muestras, son:

$$\hat{Y}_C^{(k)} = Y_C \cos k\theta + Y_S \sin k\theta$$

$$\hat{Y}_S^{(k)} = Y_S \cos k\theta - Y_C \sin k\theta$$

$$|Y^{(k)}| = \sqrt{|\hat{Y}_C^{(k)}|^2 + |\hat{Y}_S^{(k)}|^2}$$

$$\varphi^{(k)} = \arctan \frac{\hat{Y}_S^{(k)}}{\hat{Y}_C^{(k)}} - k\theta$$

El fasor estimado tiene la amplitud correcta pero rotado, es decir que el ángulo $\varphi^{(k)}$ decrece en un ángulo θ en cada punto de muestreo. Dependiendo de la aplicación la fase debe ser corregida.

A.2.2. Funcionamiento de la Ventana de Datos

La ventana de datos de tres muestras (está descrita por el algoritmo) cuando está disponible una nueva muestra, descarta la muestra más vieja y se incluye la nueva muestra para el cálculo. Cada muestra es utilizada tres veces en los cálculos:

$$y_{k-1}, y_k, y_{k+1}$$

Los cálculos deben ser completados por el microprocesador antes de que la nueva muestra sea tomada.

En la Fig. (A.1), se muestra el movimiento de la ventana de datos en cada muestreo, la tensión decrece en el instante en que ocurre la falla. La figura, muestra una ventana de datos de tres muestras con una frecuencia de muestreo de doce muestras por ciclo. Considerando las etapas de prefalla, falla y postfalla y observando la figura, una ventana de datos puede contener en un caso datos de un solo tipo y en otro caso datos de dos tipos.

Por tanto, se puede agrupar en tres tipos de datos:

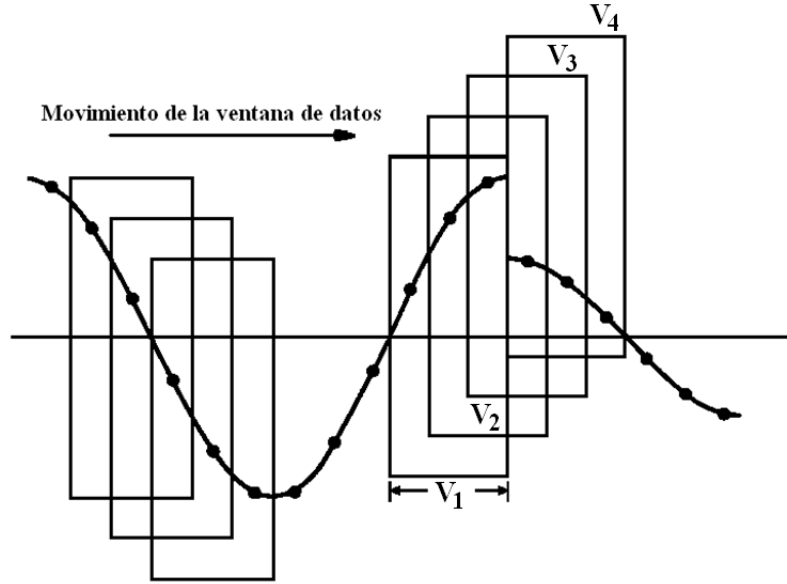


Figura A.1: Ventana de datos

1. V_1 Ventana de datos de prefalla
2. V_2 y V_3 Ventanas de datos de pre y post falla
3. V_4 Ventana de datos de postfalla

Los cálculos darán resultados correctos en las ventanas que contengan valores de un mismo tipo, es decir, W_1 y W_4 .

Las muestras de V_2 y V_3 no podrán ser ajustadas a una senoide pura por lo que el cálculo de fasores no tendrá sentido.

El número de muestras por ciclo, está determinado por Δt , el intervalo de muestreo, tiempo en el que el microprocesador debe completar los cálculos. Los algoritmos existentes utilizan de 4 a 64 muestras por ciclo. Una frecuencia de muestreo alta requiere un microprocesador muy rápido o un algoritmo de cálculo más sencillo.

Considerando que la ventana contenga solo un tipo de datos (falla ó prefalla), mientras más grande sea la ventana habrá que esperar más tiempo para tomar decisiones, lo que implicará relés menos rápidos. Será necesario balancear entre precisión y rapidez.

A.2.2.1. Fuente de Errores

Si existen errores, entonces la senoide se distorsiona, por lo que la señal queda expresada, como:

$$y(t) = Y_C \cos \omega_0 t + Y_S \sin \omega_0 t + \varepsilon(t)$$

Las fuentes de errores, principalmente, son:

1. Armónicas por el comportamiento no lineal del arco de falla.
2. Las tensiones y corrientes dejan de ser sinusoidales puras.
3. Transitorios.
4. El convertidor A/D conlleva errores debido a la conversión del bit menos significativo y a la temporización.

A.2.3. Teorema de muestreo de Nyquist

Procesamiento matemático de la señal: estimación de parámetros

Sea

$$y(t) = \sum_{n=1}^N Y_n S_n(t) + \varepsilon(t)$$

ó expresado de otra forma:

$$y_k = \sum_{n=1}^N Y_n S_n(k\Delta t) + \varepsilon(k\Delta t)$$

donde $S_n(t)$ son conocidas

El algoritmo de ajuste por el método de mínimos cuadrados:

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_1(\Delta t) & S_2(\Delta t) & \cdots & S_N(\Delta t) \\ S_1(2\Delta t) & S_2(2\Delta t) & \cdots & S_N(2\Delta t) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ S_1(k\Delta t) & S_2(k\Delta t) & \cdots & S_N(k\Delta t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_1 \\ Y_2 \\ \vdots \\ Y_k \end{bmatrix}$$