

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

APLICACIÓN DE UN RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIÓN PARA LA PROTECCIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

TESIS QUE PRESENTAN:

Mendoza Soto José Luis
Sánchez Urbán Rosa Elba

PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

DIRECTOR DE TESIS:

Ing. Augusto Hintze Valdéz



México D. F. 2006

AGRADECIMIENTOS

A mis papás, por todo el apoyo que me han dado incondicionalmente, a pesar de mi mal humor y las preocupaciones y desvelos que les he causado, y que tanta confianza y cariño me han brindado a lo largo de mi existencia, por sus consejos y sus oraciones gracias de todo corazón, quiero decirles que son lo más importante en mi vida y que les debo lo que soy.

A mis hermanos Elvia, Guillermo, Raúl, Salvador y Verónica que han sido un impulso fundamental para que yo pueda hoy concluir esta fase de mi vida, por su apoyo y comprensión.

A todos los amigos que en algún momento de mi vida han compartido conmigo su tiempo, diversiones y frustraciones, y con los que he aprendido tanto.

A mi asesor, ingeniero Augusto Hintze Valdéz, por la oportunidad que me dio de realizar este trabajo, por la paciencia, el tiempo y los conocimientos que me ha compartido.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y la Facultad de Ingeniería que me han formado con su gran nivel académico.

A todos los profesores de los que he aprendido tantas cosas.

A Elba, por el gran apoyo que ha significado para mi su amistad y su compañía durante estos años.

A todos ustedes muchas gracias.

José Luis Mendoza Soto

GRACIAS...

A Dios por darme la vida, la familia que tengo, la capacidad de amar y de ser feliz.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por haberme dado la oportunidad de realizar mis estudios profesionales, y ser orgullosamente parte de ellas.

A mi mamá por su incondicional apoyo a cada paso, pero sobre todo por estar a mi lado en los momentos más difíciles. Por hacerme sentir su amor y compresión siempre.

A Diana por su amor y compañía a lo largo de toda mi vida.

A Christian por su cariño y preocupación; por mostrarme que la vida nos es una línea recta y que puede ser mejor si me lo propongo.

A María por enseñarme el significado de la vida y a dar gracias todos los días.

A mi papá por contribuir a alcanzar mis metas.

A mis profesores de la facultad, especialmente a mi director de tesis Ing. Augusto Hintze por el conocimiento que he adquirido.

A mis amigos por compartir conmigo la experiencia de crecer un poco cada día, por su apoyo y consejos.

Rosa Elba Sánchez Urbán

ÍNDICE

	Página
Agradecimientos	i
Índice	iii
Índice de figuras	vii
Índice de tablas	ix
Introducción	1
Capítulo 1. El Transformador de potencia y sus modos de falla	3
1.1 El transformador de potencia	3
1.2 Las partes del transformador	5
1.3 Clasificación de los transformadores según su capacidad	8
1.4 Tipos de enfriamiento	8
1.5 Materiales de aislamiento	8
1.6 Transformadores trifásicos vs transformadores monofásicos	8
1.7 Nomenclatura de las boquillas	9
1.8 Principio fundamental de operación	9
1.9 Modos de falla	13
Capítulo 2. La protección de los elementos de un sistema de potencia eléctrico	16
2.1 El sistema eléctrico de potencia	16
2.2 Fallas principales en el sistema eléctrico de potencia	17
2.3 Fallas en las líneas de transmisión	18
2.4 Fallas en el generador	19
2.5 Otras fallas y condiciones de operación anormales	20
2.6 Características de la protección de los sistemas eléctricos de potencia	20
2.7 Estructura básica de los sistemas de protección	21
2.8 Consideraciones económicas	22
2.9 Principales criterios para detectar fallas	22
2.10 Protección del generador	23
2.11 Protección en las líneas de transmisión	24

Capítulo 3. La protección del transformador de potencia 25

3.1 El transformador en el sistema eléctrico de potencia 25
3.2 Fallas internas y externas 26
3.3 Protección térmica 26
3.4 Detección y análisis de gases y presión de aceite 27
3.5 Protección diferencial 28
3.5.1 Factores a considerar en la protección diferencial 29
3.5.2 Relevador diferencial porcentual 30
3.5.3 Corrientes diferencial y de frenado 31
3.5.4 Criterios de ajuste 31
3.6 Otras protecciones eléctricas 32
3.6.1 Protección de sobrecorriente de tiempo 32
3.6.2 Protección de distancia 32
3.6.3 Protección de falla a tierra 33
3.6.4 Protección contra sobrecargas 35

Capítulo 4. Ventajas y desventajas de utilizar un dispositivo de protección digital multifunción 36

4.1 Precedentes de los equipos digitales 36
4.2 Ventajas de los relevadores digitales 36
4.2.1 Autoverificación de los relevadores digitales 36
4.2.2 Reducción del tiempo de fuera de servicio de una línea 37
4.2.3 Aumento de la flexibilidad 37
4.2.4 Ventaja de las herramientas de análisis del sistema 38
4.2.5 Aumento de la confiabilidad del sistema de protección 38
4.2.6 Incremento de la disponibilidad de la protección 39
4.2.7 Reducción de los requerimientos de espacio 39
4.2.8 Reducción de los requerimientos de espacio de instalación eléctrica 40
4.2.9 Ventajas de los diagnósticos de auto-verificación 41
4.2.10 Diseño simplificado 42
4.2.11 Ventaja económica 42
4.2.12 Archivo de los reportes de mantenimiento 43
4.3 Desventajas 43
4.3.1 Constante avance en la tecnología. 44
4.3.2 Varias funciones integradas en un solo equipo. 44
4.3.3 Diversos fabricantes de equipos de protección 44
4.3.4 Requerimiento de una mejor capacitación del personal. 44

Capítulo 5. Principio de operación de un dispositivo de protección digital 45
5.1 Panorama histórico 45
5.2 Relevadores digitales 46
5.3 Arquitectura del hardware 47
5.4 El hardware para el procesamiento de señales 49
5.4.1 Pre-procesamiento analógico 49
5.4.2 Muestreo de las señales analógicas de entrada 50
5.4.3 Multiplexado 50
5.4.4 Escalamiento con ganancia analógica 51
5.4.5 Convertidor analógico / digital 51
5.5 Microprocesador 50
5.6 Memorias 53
5.7 Componentes de la interfaz 53
5.8 Técnicas de auto-verificación 54
5.8.1 Prueba de ROM 54
5.8.2 Prueba de RAM 54
5.8.3 Prueba de la fuente de poder 54
5.8.4 Prueba del tiempo del convertidor A/D 54
5.8.5 Verificación de ajustes 55
5.8.6 Verificación de la ganancia analógica y del desplazamiento 55
5.9 Software en el relevador 55
5.9.1 Tiempo de sincronización 56
5.10 Acondicionamiento de las señales digitales 56
5.11 Algoritmos para la protección digital 57
5.11.1 Estructuras lógicas para protección digital 58

Capítulo 6. Características principales del relevador que se tiene en el laboratorio 60

6.1 Características generales del SEL-387-0 60
6.2 Funciones del relevador 60
6.2.1 Protección diferencial de corriente 60
6.2.2 Protección de falla a tierra restringida 61
6.2.3 Protección de sobrecorriente 61
6.2.4 Entradas optoaisladas programables y contactos de salida 61
6.3 Funciones de medición 61
6.4 Comunicación con el SEL-387-0 62
6.5 Niveles de acceso 63
6.6 Contraseñas (paswords) 63
6.7 Panel frontal 64
6.8 Ecuaciones de control lógico 65
6.9 Grupos de ajustes múltiples 66
6.10 Reportes de eventos y archivo de eventos secuenciales 66

Capítulo 7. Cálculo de los ajustes para un transformador de potencia típico 68

7.1 Datos del transformador 68
7.2 Cálculo de las corrientes de corto circuito interno y externo 68
7.3 Cálculo de los parámetros de ajuste de la protección 69
7.3.1 Compensación de los TC's 69
7.3.2 Obtención de los valores de TAPn 70
7.3.3 Cálculo de los elementos de la protección diferencial (87T y 87TH) 71
7.3.3.1 Pendientes de restricción 71
7.3.3.2 Cálculo del elemento U87P 72
7.3.3.3 Cálculo de la protección de fallas de tierra restringida (87RG) 73
7.3.4 Cálculo de los elementos de la protección de sobrecorriente instantáneo (50) y sobrecorriente de tiempo inverso (51) 73

Capítulo 8. Procedimiento de prueba 76
8.1 Objetivo 76
8.2 Antecedentes 76
8.2.1 Modos de falla de los transformadores de potencia 76
8.2.2 Protección de transformadores de potencia 76
8.3 Características de relevador sel-387-0 77
8.3.1 Funciones incluidas en el relevador SEL-387-0 77
8.3.2 Características adicionales 77
8.4 Desarrollo 78
8.4.1Presentación del relevador (Frente, posterior, entradas, salidas, puertos, pantalla, botones) 78
8.4.2 Conexión de la computadora portátil y comunicación con el relevador 78
8.4.3 Ajustes 83
8.4.4 Pruebas 84
8.4.4.1 Simulación de una falla externa (sobrecorriente) 84
8.4.4.2 Simulación de una falla interna (Diferencial y Falla a tierra restringida) 85
8.4.4.3 Simulación de corrientes de energización y sobreexitación 90

Conclusiones 95

ANEXOS
Anexo A. Resumen de comandos del SEL-387 96
Anexo B. Relay Word Bits 100
Anexo C. Curvas de tiempo inverso 102
Bibliografía 114

ÍNDICE DE FIGURAS

		Página
Fig. 1.1	Localización de los transformadores en el sistema eléctrico de potencia	3
Fig. 1.2	Esquema de un transformador sencillo	4
Fig. 1.3	Pérdidas en el transformador	4
Fig. 1.4	Transformador tipo núcleo o de columnas	6
Fig. 1.5	Transformador tipo acorazado	7
Fig. 1.6	Tipos de sección de los núcleos	7
Fig. 1.7	Nomenclatura de las boquillas terminales o bushings	9
Fig. 1.8	Representación del transformador	10
Fig. 1.9	Representación esquemática del transformador	11
Fig. 1.10	Estadísticas de fallas en los transformadores	15
Fig. 2.1	Representación en bloques de un sistema eléctrico de potencia	16
Fig. 2.2	Áreas de protección y sus traslapes	17
Fig. 2.3	Estructura básica de los sistemas de protección	21
Fig. 3.1	Esquema básico de protección diferencial a) Sin falla b) Con falla interna	28
Fig. 3.2	Característica de operación de un relevador diferencial de porcentaje	30
Fig. 3.3	Aplicación de relevadores de distancia para detectar fallas internas y externas en un transformador de dos devanados	33
Fig. 3.4	Protección contra falla de tierra restringida de un transformador de dos bobinas usando relevadores de alta impedancia	34
Fig. 4.1	Espacio requerido por los relevadores tradicionales y los relevadores digitales	39
Fig. 4.2	Alambrado requerido para los relevadores digitales	40
Fig. 4.3	Alambrado requerido para los relevadores tradicionales	41
Fig. 5.1	Evolución de los relevadores de protección	45
Fig. 5.2	Relevador digital	46
Fig. 5.3	Flujos de información y módulos en el relevador digital	47
Fig. 5.4	Bloques de un relevador digital	48
Fig. 5.5	Distorsión en la señal de entrada debida a un exceso en la amplitud, por lo que se requiere un acondicionamiento de señal	49
Fig. 5.6	Problema de aislamiento (aliasing) de la señal	52
Fig. 5.7	Diagrama de bloques de un microprocesador	53

Fig. 5.8	Estructuras típicas de los algoritmos de medición para aplicaciones en protección	56
Fig. 6.1	Puertos seriales en la parte trasera del relevador	62
Fig. 6.2	Chasis para el conector hembra (a). Configuración del cable de comunicación del puerto serie (b)	63
Fig. 6.3	Panel frontal del relevador SEL-387-0	64
Fig. 7.1	Parámetros del sistema y del transformador	68
Fig. 7.2	Diagrama unifilar	69
Fig. 7.3	Compensación de los TC's	70
Fig. 7.4	Curva característica de la protección diferencial	71
Fig. 8.1	Panel frontal y parte trasera del relevador	78
Fig. 8.2	Cable C234A	79
Fig. 8.3	Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 1)	79
Fig. 8.4	Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 3)	80
Fig. 8.5	Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 4)	80
Fig. 8.6	Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 5)	81
Fig. 8.7	Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 6)	81
Fig. 8.8	Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 7)	82
Fig. 8.9	Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 8)	82
Fig. 8.10	Conexión para simulación de falla externa	84
Fig. 8.11	Porcentaje de restricción de la característica diferencial	85
Fig. 8.12	Curva del elemento diferencial restringido	87
Fig. 8.13	Conexión para dos fuentes de prueba de corriente	88
Fig. 8.14	Esquema de conexión para la prueba de restricción por armónicas	91
Fig. 8.15	Esquema de prueba para el elemento de falla a tierra restringida	93

ÍNDICE DE TABLAS

		Página
Tabla 2.1	Estadísticas de fallas en los sistemas eléctricos de potencia	18
Tabla 2.2	Probabilidad de ocurrencia de fallas en las líneas de transmisión de acuerdo a su tipo	19
Tabla 2.3	Criterios principales para detectar fallas y condiciones anormales de operación de sistemas eléctricos de potencia	22
Tabla 2.4	Principales protecciones del generador de acuerdo con la designación usada en la norma IEEE 242 – 1975	23
Tabla 3.1	Fallas internas y externas del transformador	26
Tabla 6.1	Contraseñas (paswords)	63
Tabla 6.2	Led's del panel frontal	65
Tabla 6.3	Operadores y funciones lógicas	65
Tabla 6.4	Número de reportes almacenados de acuerdo a ajuste LER	67
Tabla 7.1	Ajustes de la protección de sobrecorriente	74
Tabla 8.1	Fallas en los transformadores	76
Tabla 8.2	Prompt y comandos de acuerdo al nivel de acceso	82
Tabla 8.3	Contraseñas de fábrica	83
Tabla 8.4	Constante de compensación A	85

INTRODUCCIÓN

Actualmente, la protección de los sistemas eléctricos de potencia se realiza en forma automática por dispositivos y sistemas de protección que forman parte importante del equipo auxiliar de los sistemas de potencia eléctrica.

El propósito del equipo de protección es minimizar los efectos de las fallas en los sistemas de potencia eléctrica, las cuales, desafortunadamente, no pueden ser completamente evitadas. La ingeniería de protecciones es una parte sumamente importante y tiene una participación decisiva para la operación confiable del sistema de potencia eléctrica.

La incorporación de la tecnología del microprocesador ha hecho posible el desarrollo de relevadores tipo multifunción en los que integran variadas funciones que cumplen ventajosamente con las características de protección de los equipos.

El Laboratorio de Protecciones Eléctricas de la Facultad de Ingeniería cuenta con relevadores electromecánicos para la realización de las prácticas de la asignatura que complementan el aprendizaje teórico. Dado que lo que actualmente se implementa para la protección de las nuevas instalaciones eléctricas son los relevadores digitales multifunción, resulta indispensable acercar a los alumnos a este tipo de equipos.

Este trabajo pretende explicar el funcionamiento detallado del relevador SEL-387-0. Este relevador integra varias funciones, para realizar la protección de un transformador de potencia de hasta 4 devanados. El propósito es que una vez instalado, se implemente para que los alumnos lleven a cabo prácticas de los temas de protección de transformadores de potencia como son:

- Protección diferencial
- Protección de sobrecorriente instantáneo
- Protección de sobrecorriente de tiempo inverso
- Protección de falla a tierra restringida

Se explica a detalle las características de los transformadores y de los modos de falla más comunes, y de sus causas. Se analiza la interacción de éste con el resto del sistema eléctrico de potencia y se hace una breve revisión de cómo es que falla y se protege el resto del sistema.

Más adelante se analiza la protección detallada del transformador de potencia de fallas internas y de fallas externas.

Las ventajas de los relevadores digitales sobre los relevadores electromecánicos (tradicionales) se hacen notar a través del estudio de la comparación de las características de ambos tipos de relevadores; y mencionando las pocas desventajas existentes.

Para introducirnos en el estudio de los relevadores digitales, se describe como es en esencia un aparato digital.

Finalmente nos enfocamos a describir cada una de las características y funciones del relevador SEL-387-0 que se tiene en el laboratorio.

Para describir el ajuste del relevador se plantea el desarrollo de los cálculos para un transformador de potencia típico. Una vez tenidos todos los cálculos, se hace el ajuste de los parámetros del relevador. Para esto se explica como se lleva a cabo la comunicación con el relevador a través de una computadora. Y cómo se pueden hacer y revisar ajustes.

Finalmente se propone métodos de prueba para diferentes fallas o condiciones anormales de operación como son:

- Una falla externa
- Energización del transformador (Inrush)
- Una falla interna

CAPÍTULO 1

EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y SUS MODOS DE FALLA

1.1 EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Los transformadores son los enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión y entre las líneas de diferentes niveles de tensión. Los transformadores también reducen las tensiones a niveles de distribución y finalmente a los requeridos para uso residencial, industrial o comercial. Son altamente eficientes y muy confiables. El lugar que ocupan en el sistema de potencia se describe en la figura siguiente.

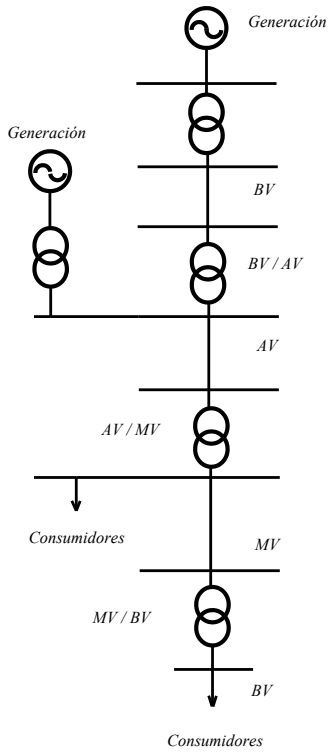


Fig. 1.1 Localización de los transformadores en el sistema eléctrico de potencia

El transformador es un dispositivo que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro sin cambio de frecuencia. Lo hace bajo el principio de inducción electromagnética y tiene circuitos eléctricos aislados entre sí que son eslabonados por un circuito magnético común. Consiste en dos o más bobinas colocadas de tal forma que estén enlazadas por el mismo flujo magnético. En un transformador de potencia las bobinas se colocan sobre un núcleo de acero con el propósito de confinar el flujo de manera que enlace todas las bobinas. Se

pueden conectar varias bobinas en serie o en paralelo para formar un devanado, cuyas bobinas se apilan en el núcleo de manera alternada con las bobinas de otros devanados.

Debido a que el transformador cambia las características de la energía eléctrica y no tiene partes móviles se le considera una máquina estática.

En la figura 1.2 se muestra el esquema de un transformador sencillo, en el cual dos bobinas están eslabonadas por un núcleo magnético laminado; la bobina conectada a la alimentación se llama primaria y la bobina en la que se induce una tensión, y alimenta a una carga se llama secundaria.

La bobina primaria toma la energía eléctrica de la alimentación de corriente alterna y la secundaria la recibe por inducción electromagnética para entregarla a los dispositivos eléctricos conectados a sus terminales.

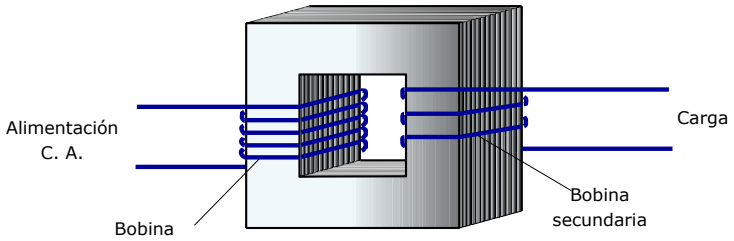


Fig. 1.2 Esquema de un transformador sencillo

Como en toda máquina no ideal, existen pérdidas de energía; estas pérdidas se muestran en un diagrama de bloques en la figura 1.3

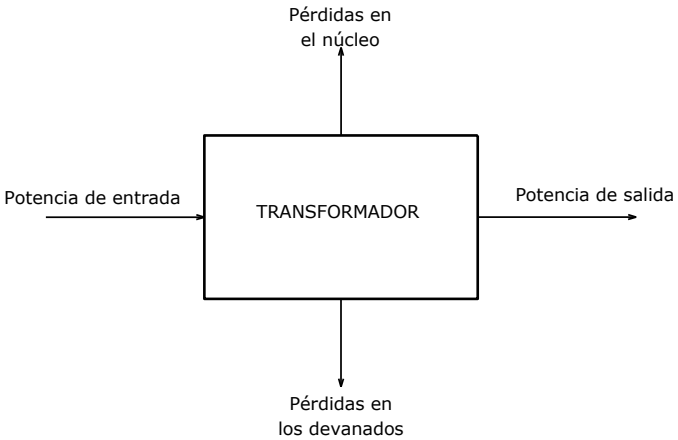


Fig. 1.3 Pérdidas en el transformador

Por ser una máquina estática, el transformador no tiene pérdidas mecánicas (por ejemplo, las debidas a la fricción). Sus pérdidas son únicamente eléctricas y pérdidas en el hierro.

Por tal razón su rendimiento es extremadamente alto comparado con las máquinas eléctricas rotativas.

1.2 LAS PARTES DEL TRANSFORMADOR

Un transformador consta de numerosas partes; las principales son las siguientes:

- **Núcleo.** Constituye el circuito magnético que transfiere energía de una bobina a otra y su función principal es la de conducir el flujo activo. Está sujeto por el herraje o bastidor, se construye de laminaciones de acero al silicio (4%) y sus gruesos son del orden de 0.014 de pulgada (0.355 mm) con un aislante de 0.001 de pulgada (0.0254 mm). El núcleo puede ir unido a la tapa o puede ir unido a la pared del tanque, lo cual proporciona una mayor resistencia al hacer maniobras con el tanque.

- **Bobinas.** Constituyen el circuito de alimentación y carga; pueden ser de una, dos o tres fases y, por la corriente y número de espiras, pueden ser de alambre delgado, grueso o de barra, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de un material aislante. La función de los devanados es crear un campo magnético (primario) con una pérdida de energía muy pequeña y utilizar el flujo para inducir una fuerza electromotriz (secundario).

Las partes auxiliares son:

- **Tanque o recipiente.** Es un elemento indispensable en aquellos transformadores cuyo medio de refrigeración es líquido. Su función es la de radiar el calor producido por el transformador, protegerlo eléctrica y mecánicamente, y presentar puntos de apoyo para su transporte y el soporte de los accesorios.

- **Boquillas terminales o Bushings.** Permiten el paso de la corriente a través del transformador y evitan que haya un escape indebido de corriente y proporcionan la protección contra flameo.

- **Medio refrigerante.** Debe ser un buen conductor del calor; puede ser líquido (como en la mayoría de los transformadores de gran potencia), sólido o semisólido.

- **Cambiador de derivaciones.** Los cambiadores de derivaciones o taps, son órganos destinados a cambiar la relación de tensiones de entrada y salida, con objeto de regular el potencial de un sistema o la transferencia de energía activa o reactiva entre los sistemas interconectados. Existen dos tipos de ellos: el sencillo, de cambio sin carga, y el perfeccionado, de cambio con carga por medio de señal o automático.

- **Los indicadores** son aparatos que nos señalan el estado del transformador. Por ejemplo, marcan el nivel del refrigerante, la temperatura, la presión, etc.

Otros accesorios de los transformadores son:

- **Tanque conservador.** Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, tiene la función de absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de carga.

- **Tablero.** Es un gabinete en el que se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, ventiladores, calefacción del tablero, cambiador de derivaciones bajo carga, etc.

- **Válvulas.** Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.

- **Conectores a tierra.** Son piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra.

- **Placa de características.** Se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes de éste como son potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagrama de conexiones y diagrama vectorial, número de fases, frecuencia, elevación de temperatura, etc.

Los transformadores se clasifican en dos tipos generales; de tipo núcleo o columna y de tipo acorazado, de acuerdo a la forma en que se colocan las bobinas alrededor del núcleo laminado.

En la figura 1.4 se ilustra el llamado tipo núcleo o de columnas, en el cual las bobinas abarcan una parte considerable del circuito magnético. En este tipo de transformadores el flujo magnético tiene una sola dirección.

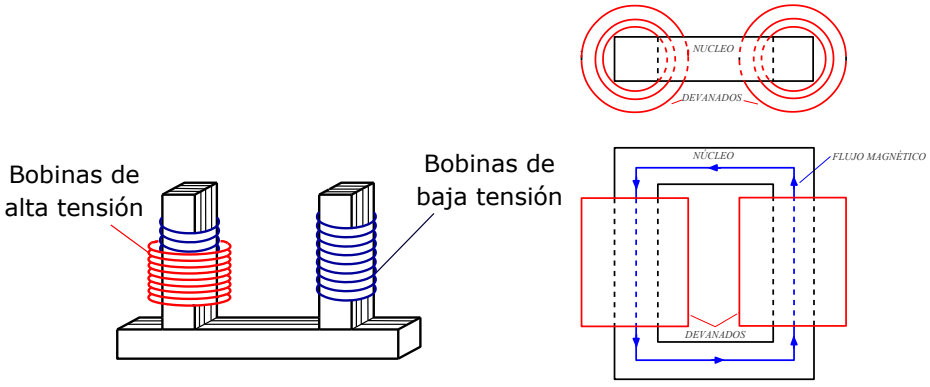


Fig. 1.4 Trasformador tipo núcleo o de columnas

La figura anterior indica las capas sucesivas de laminaciones, ensambladas en un transformador tipo núcleo (monofásico).

En los transformadores tipo núcleo, las bobinas se colocan alrededor del núcleo en forma concéntrica, poniendo primero las bobinas de más baja tensión (debido a que se requiere menor cantidad de aislamiento) y después las de alta tensión. Estos núcleos se arman por medio de laminaciones que se colocan en capas sucesivas.

El segundo tipo de construcción de transformadores es el llamado tipo acorazado, en el cual el circuito magnético abarca una parte considerable de los devanados como se ilustra en la figura 1.5.

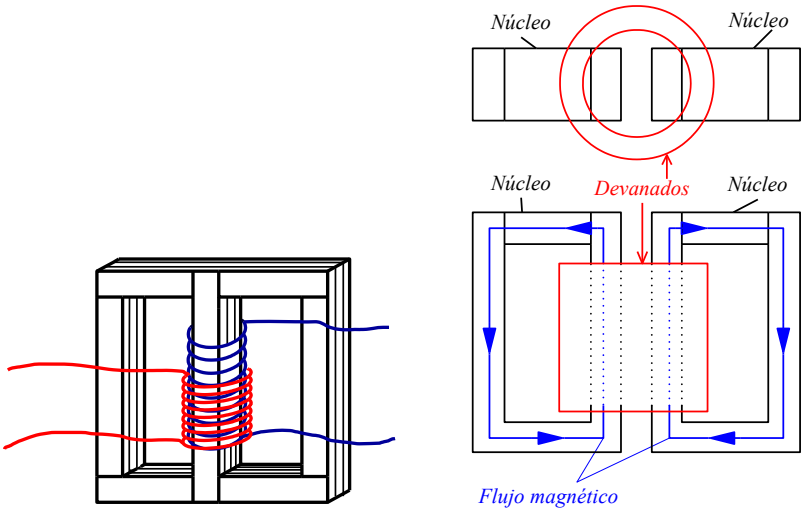


Fig. 1.5 Transformador tipo acorazado

Por la sección los núcleos pueden ser de los siguientes tipos:

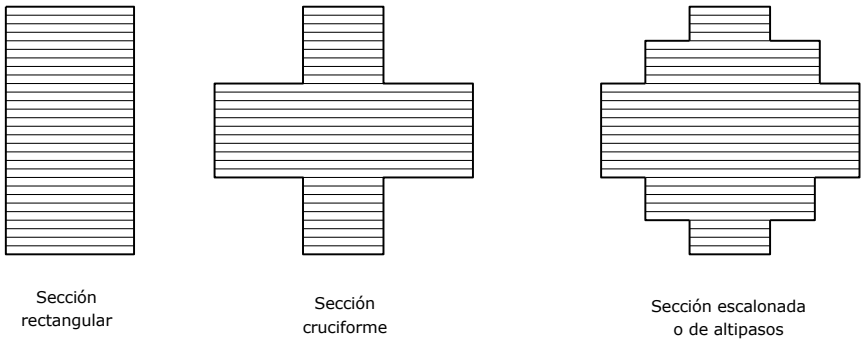


Fig. 1.6 Tipos de sección de los núcleos

1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES SEGÚN SU CAPACIDAD

Los transformadores de potencia se clasifican según la capacidad para la que fueron diseñados en:

- Pequeños de 500 kVA a 10 000 kVA
- Medianos de 10 000 kVA a 100 MVA
- Grandes de 100 MVA en adelante.

Los transformadores menores a 500 kVA no se consideran transformadores de potencia.

1.4 TIPOS DE ENFRIAMIENTO

Existen varios tipos de enfriamiento para mantener a los transformadores en una temperatura de operación adecuada. Según el medio o mecanismo que utilizan, se marcan los transformadores en la placa de características de la siguiente manera:

- **Clase OA.** Enfriamiento por aire. Circulación natural.
- **Clase OW.** Enfriamiento por agua a través de un serpentín. Circulación natural.
- **Clase FOA.** Enfriamiento por aceite y aire forzados.

1.5 MATERIALES DE AISLAMIENTO

Los transformadores, por su tipo de aislamiento pueden ser:

- **Tipo seco.** Se usan donde no se tolera derrame de líquidos. Este tipo de transformadores son de capacidades pequeñas y se usan para las tensiones de distribución más bajas.

- **Tipo húmedo.** Este tipo de transformadores son más compactos que los de tipo seco por lo que tienen un menor costo y una mayor capacidad de sobrecarga. La mayoría de los transformadores de potencia usan aislamiento húmedo ya que los líquidos tienen un coeficiente térmico más grande que los aislamientos secos.

1.6 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS VS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

- MONOFÁSICOS

    - Típicos en distribución para alimentar cargas en tensiones más bajas.
    - Se pueden aplicar en capacidades más altas cuando se desea uno de reserva. Se usan 4 transformadores en el sitio, 3 conectados para formar un trifásico y uno de reserva.

- TRIFÁSICOS

    - Típicos para transmisión y distribución.
    - Menos caros que tres transformadores monofásicos.
    - Son mayoría entre los transformadores de potencia.

1.7 NOMENCLATURA DE LAS BOQUILLAS TERMINALES O BUSHINGS

En los transformadores de potencia se marca las terminales con las letras H en el lado de alta tensión y X del lado de baja tensión.



Fig. 1.7 Nomenclatura de las boquillas

1.8 PRINCIPIO FUNDAMENTAL DE OPERACIÓN

"Cuando en un circuito eléctrico alimentado por una tensión circula una corriente, se induce una fuerza contraelectromotriz igual a la tensión aplicada."

Para comenzar el análisis suponemos que el flujo varía sinusoidalmente en el núcleo y que el transformador es ideal, por lo tanto la permeabilidad μ del núcleo es infinita, todo el flujo está confinado en el núcleo y por lo tanto enlaza todas las vueltas o espiras de ambos devanados y las pérdidas en el núcleo y la resistencia de los devanados son cero. Así, las tensiones e_1 y e_2 inducidas por la variación del flujo son iguales a las tensiones en las terminales v_1 y v_2 respectivamente.

De la relación entre devanados mostrada en la figura 1.8 se puede ver que las tensiones instantáneas e_1 y e_2 inducidas por el flujo variable están en fase cuando se definen por las marcas de polaridad, + y -, indicadas. Entonces por la ley de Faraday:

$$v_1 = e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \qquad \text{.....(1.1)}$$

y

$$v_2 = e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \qquad \text{.....(1.2)}$$

Donde ϕ es el valor instantáneo del flujo y N_1 y N_2 son el número de vueltas o de espiras de los devanados 1 y 2, como se muestra en la figura 1.8 la dirección del flujo ϕ para la bobina 1 se considera de acuerdo con la regla de la mano derecha con los dedos apuntando en la dirección del flujo de corriente, el dedo pulgar indicará la dirección del flujo magnético. Ya que se ha supuesto una variación sinusoidal del flujo, se pueden convertir las tensiones a su forma fasorial para que después de dividir la ecuación 1.1 entre la 1.2 se obtenga:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \qquad \text{.....(1.3)}$$

Generalmente, no se sabe la dirección en que se encuentran enrolladas las bobinas de un transformador. Una forma de tener información de los devanados es colocando un punto en la Terminal de cada uno, de tal manera que todas las terminales punteadas de los devanados sean positivas al mismo tiempo. Esto es, las caídas de tensión, desde las terminales punteadas a las que no lo están, se encuentran en fase en todos los devanados. En la figura 1.8 se muestran, de acuerdo con esta convención los puntos sobre los dos devanados del transformador. Nótese que se obtiene el mismo resultado al colocar los puntos de forma tal que la corriente que fluye desde la Terminal punteada a la que no lo está produce, para cada devanado, una fuerza magnetomotriz que actúa en la misma dirección en el circuito magnético. La figura 1.9 es una representación esquemática de un transformador y da la misma información que la figura 1.8.

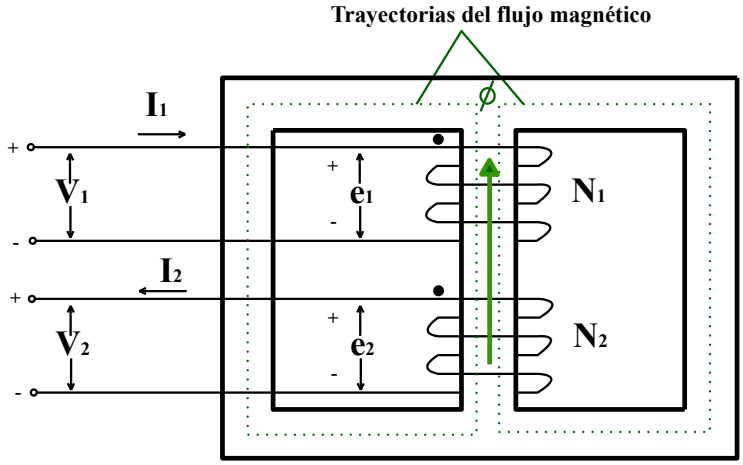


Fig. 1.8 Representación del transformador

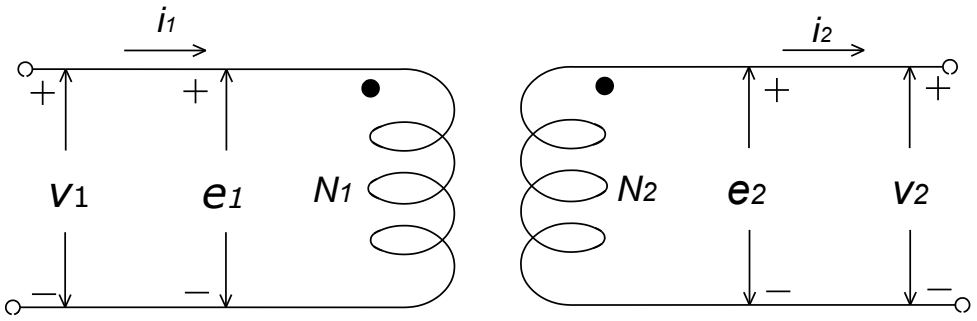


Fig. 1.9 Representación esquemática del transformador

Se aplica la ley de Ampere para encontrar la relación entre las corrientes i_1 e i_2 en los devanados. Esta ley establece que la fuerza magnetomotriz (fmm) a lo largo de una trayectoria cerrada está dada por la integral de línea:

$$\oint H \bullet ds = i \qquad \text{……..(1.4)}$$

donde:

i = corriente total que pasa a través del área limitada por la trayectoria cerrada

H = intensidad del campo magnético

H * ds = producto de la componente tangencial de H y el incremento de distancia ds a lo largo de la trayectoria

Al aplicar esta ley a cada una de las trayectorias de flujo cerradas que se muestran por líneas punteadas en la figura 1.6 se encuentra que i_1 está enlazada N_1 veces y que i_2 lo está N_2 veces. Sin embargo, $N_1 i_1$ y $N_2 i_2$ producen fmm's en direcciones opuestas, así

$$\oint H * ds = N_1 i_1 - N_2 i_2 \qquad \text{……(1.5)}$$

El signo menos se puede cambiar por el signo más si se escoge la dirección opuesta para corriente i_2 la integral de intensidad de campo H alrededor de una trayectoria cerrada es cero cuando la permeabilidad es infinita. Si esto no fuera cierto, la densidad de flujo (que es igual a μH) podría ser infinita. La densidad de flujo debe tener un valor finito para que se tenga una ***e*** finita inducida en cada devanado debida al flujo variable. Si se convierten las corrientes a la forma fasorial, se tiene

$$N_1 I_1 - N_2 I_2 = 0 \qquad \text{……(1.6)}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \qquad \text{……(1.7)}$$

Y por lo tanto I_1 e I_2 están en fase. Nótese que I_1 e I_2 están en fase si se elige como positiva cuando entra hacia la Terminal punteada de un devanado y cuando sale de la Terminal punteada del otro devanado. Si se invierte la dirección seleccionada de cualquiera de las corrientes, entonces estas quedarán 180° fuera de fase.

De la ecuación 1.7:

$$I_1 = \frac{N_2}{N_1} I_2 \qquad \text{.....(1.8)}$$

Y en el transformador ideal I_1 debe ser cero si I_2 lo es.

Si una impedancia Z_2 se conecta en el devanado secundario del transformador representado en la figura 1.6 o 1.7:

$$Z_2 = \frac{V_2}{I_2} \qquad \text{.....(1.9)}$$

Y al sustituir los valores de V_2 e I_2 encontrados en las ecuaciones (1.3) y (1.7), se tiene:

$$Z_2 = \frac{(N_2 / N_1)V_1}{(N_1 / N_2)I_1} \qquad \text{.....(1.10)}$$

Entonces la impedancia medida a través del devanado primario es:

$$Z'_2 = \frac{V_1}{I_1} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_2 \qquad \text{.....(1.11)}$$

Así la impedancia conectada al lado secundario se refiere al primario, multiplicando la impedancia del lado secundario del transformador por el cuadrado de la relación de la tensión primaria al secundario.

Debe notarse también que, como lo muestra la siguiente ecuación, y mediante las ecuaciones (1.3) y (1.7), $V_1 I_1^*$ y $V_2 I_2^*$ son iguales:

$$V_1 I_1^* = \left(\frac{N_1}{N_2} V_2\right)\left(\frac{N_2}{N_1} I_2^*\right) = V_2 I_2^* \qquad \text{.....(1.12)}$$

Así que: $$S_1 = S_2 \qquad \text{.....(1.13)}$$

Lo que significa que, debido a que se ha considerado un transformador ideal, la potencia compleja que entra al devanado primario es igual a la potencia compleja que sale del devanado secundario.

1.9 MODOS DE FALLA

Debido a la importancia que tienen los transformadores de potencia en los sistemas eléctricos de potencia formando parte de las subestaciones, ya sea en las grandes redes eléctricas o en las instalaciones industriales, es necesario que se dispongan de elementos de protección contra las posibles fallas que se presenten.

Aún cuando el nivel de confiabilidad en el diseño y construcción de transformadores de potencia es elevado, las condiciones de operación pueden propiciar que se presenten defectos en el transformador.

Las sobrecargas que son tolerables por el transformador conducen a un envejecimiento prematuro de los aislamientos de los devanados que posteriormente pueden ocasionar un corto circuito entre espiras de una misma fase o entre fases.

Las fallas en un transformador son clasificadas generalmente en las siguientes categorías:

- Fallas en los devanados y en las terminales
- Fallas en el núcleo
- Fallas en el cambiador de derivación con carga (que en adelante se abreviará como LTC por su traducción del inglés: Load Tap Changer).
- Fallas en los accesorios del transformador
- Condiciones anormales de operación

Las principales causas de las fallas en los transformadores de potencia son:

En los devanados:

El deterioro de aislamiento debido a:

- Humedad
- Sobrecalentamiento por elevación de temperatura a límites superiores de los admisibles en los devanados del transformador
- Vibración
- Ondas de sobretensión
- Esfuerzos mecánicos debidos a las corrientes de falla que circulan a través de ellos
- Sobretensiones de origen atmosférico (y por maniobra de interruptores en algunos casos)

En las boquillas terminales:

- Envejecimiento en general
- Contaminación
- Agrietamiento
- Humedad interna.
- Pérdida de aceite.

En el núcleo:

- Falla de aislamiento núcleo a núcleo.
- Apertura de la conexión a tierra.
- Laminaciones en corto.
- Calentamiento del núcleo.

En los cambiadores de derivaciones bajo carga (LTC):

- Mal funcionamiento en el sistema de cambio mecánico.
- Contactos de carga de alta resistencia.
- Agrietamiento del aislamiento.
- Sobrecalentamiento.
- Contaminación del aceite aislante.

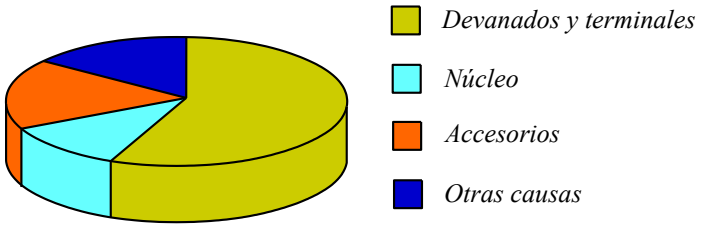
Fallas en los accesorios del transformador:

- Problemas con los TC's (transformadores de corriente).
- Problemas con las bombas de aceite.
- Falla del sistema de refrigeración.
- Conexiones o uniones flojas.
- Fuga de aceite.
- Contaminación de aceite.
    -Partículas de metal.
    -Sobrecargas.
    -Sobretensiones.

Condiciones anormales de operación:

- Circuitos abiertos.
- Sobreexcitación.
- Frecuencia anormal.
- Tensión anormal.
- Falla de interruptor.
- Sobrecarga.

Para fallas originadas en el transformador mismo, la proporción aproximada de fallas debidas a cada una de las causas listadas anteriormente se muestran en la figura 1.10.



Estadísticas de fallas en transformadores

Fig. 1.10 Estadísticas de fallas en los transformadores

CAPÍTULO 2

LA PROTECCIÓN DE LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

2.1 EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Un sistema eléctrico de potencia está formado por los elementos que se muestran en el esquema de la figura 2.1.

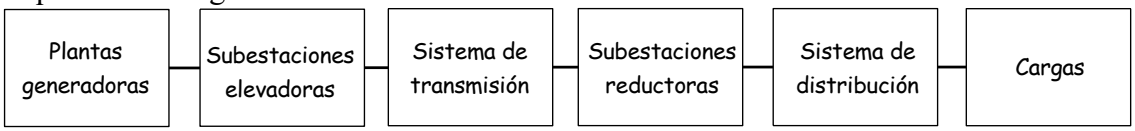


Fig. 2.1 Representación en bloques de un sistema eléctrico de potencia

Comúnmente las plantas generadoras se encuentran alejadas de los centros de consumo y conectadas a estos por medio de una red de alta tensión, aunque algunas plantas generadoras pueden estar conectadas directamente al sistema de distribución.

La tensión se eleva a salida de los generadores por medio de transformadores para realizar la transmisión de energía eléctrica en forma económica y se reduce nuevamente con transformadores para alimentar al sistema de distribución a una tensión adecuada.

La elevación y la reducción de la tensión y la interconexión de los diferentes elementos del sistema se realiza en las subestaciones, que constituyen el nodo de la red, cuyas ramas están constituidas por las líneas.

El suministro de la energía eléctrica debe realizarse con una calidad adecuada, de manera que los aparatos que utilizan la energía eléctrica funcionen correctamente. La calidad del suministro de energía eléctrica queda definida por los siguientes factores:

- Continuidad del servicio
- Regulación de tensión
- Control de la frecuencia
- Forma de onda

Para cumplir con los factores anteriores es necesario contar con las siguientes disposiciones:

a) Disponer de la reserva de generación adecuada para hacer frente a la posible salida de servicio, o indisponibilidad, de cierta capacidad de generación.
b) Disponer de un sistema de protección automático que permita eliminar con la rapidez necesaria cualquier elemento que ha causado una avería.
c) Diseñar el sistema de manera que la falla y desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible sobre el resto del sistema.

Disponer de los circuitos de alimentación de emergencia para hacer frente a una falla en la alimentación normal.

d) Disponer de los medios para un restablecimiento rápido del servicio, disminuyendo así la duración de las interrupciones, cuando éstas no han podido ser evitadas.

Para cumplir con lo anterior y sabiendo que los sistemas eléctricos están expuestos a diferentes tipos de fallas se deben realizar esquemas de protección que sean selectivos, es decir, que en las distintas partes de un sistema se minimice el número de usuarios que queden sin servicio cuando ocurre un disturbio. Por lo que se requiere de áreas de protección en los sistemas eléctricos así como traslapes en estas áreas de protección, a lo largo de todo el sistema eléctrico de potencia. Las áreas de traslape de protección se esquematizan en la figura 2.2.

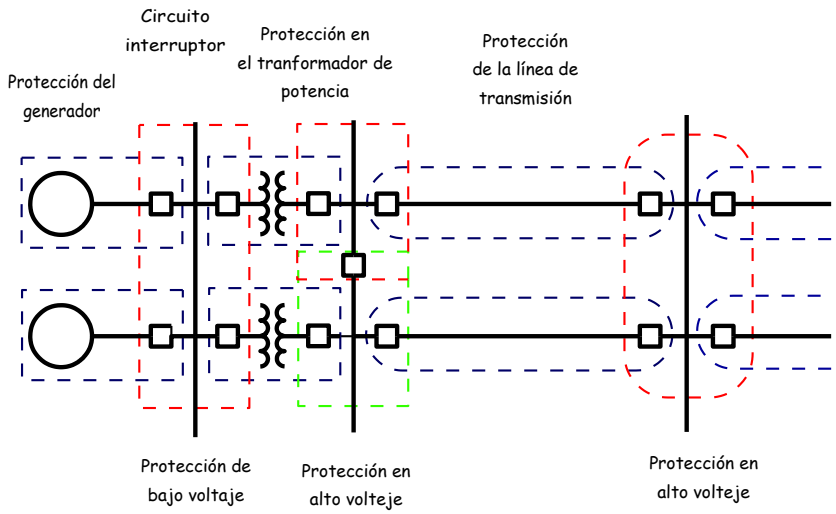


Fig. 2.2 Áreas de protección y sus traslapes

En la misma figura se puede hacer notar que un esquema de protección debe contar con protección primaria y secundaria o de respaldo, siendo la protección primaria la que debe actuar primero para aislar la falla que está más cercana y sólo en caso de que no funcione debe entrar en operación la protección de respaldo que como se observa en la figura bien puede ser la protección primaria de otra zona.

2.2 FALLAS PRINCIPALES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

En cualquiera de los elementos del sistema eléctrico de potencia existe la posibilidad de fallas en cualquier instante, y pueden tener consecuencias como son:

- Interrupción del servicio de suministro de energía eléctrica en poblaciones, lo cual provoca descontento generalizado entre la población; o en zonas industriales, lo que provoca pérdidas económicas a las industrias.
- Destrucción del equipo y las instalaciones eléctricas, debido a los efectos dinámicos y térmicos de las corrientes de falla, lo cual es muy costoso para la empresa que proporciona el servicio eléctrico.
- Daños en los aparatos industriales o domésticos.

- Pérdida de la estabilidad del sistema.
- Riesgo para la vida.

Las fallas pueden ser internas o externas según su naturaleza. A continuación se listan algunas de las causas que pueden originar estas fallas.

Las fallas internas pueden deberse a:

- Envejecimiento del equipo.
- Falta de mantenimiento preventivo y/o correctivo.
- Falta de personal capacitado.
- Mala administración de las instalaciones.

Las fallas externas se deben a:

- Fenómenos naturales (sismos, huracanes, maremotos, descargas atmosféricas, etc.).
- Vandalismo.
- Accidentes.

De acuerdo a estadísticas de fallas en sistemas eléctricos de potencia, las fallas ocurren según la tabla 2.1:

PARTE DEL SISTEMA	% DEL TOTAL DE FALLAS
Líneas aéreas	50
Cables subterráneos	10
Interruptores	15
Transformadores de potencia	12
Transformadores de potencial y corriente	2
Equipo de control	3
Equipos varios en las subestaciones	8

Tabla 2.1 Estadísticas de fallas en los sistemas eléctricos de potencia

En lo que se refiere a fallas y protecciones de los transformadores se verán en otros capítulos

de este trabajo con más detalle.

2.3 FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Como ya se ha observado anteriormente las fallas más frecuentes ocurren en las líneas de transmisión aéreas, ya que éstas ocupan una gran área geográfica y están expuestas por consiguiente a un gran número de fallas. Estas fallas pueden ocurrir por cualquiera de las causas ya descritas anteriormente y se clasifican de acuerdo con la tabla 2.2.

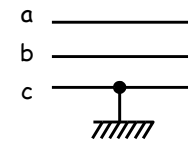
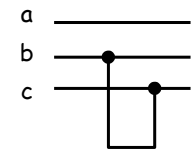
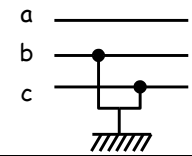
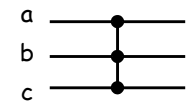
Falla de línea a tierra		Probabilidad de ocurrencia de 85%
Falla de línea a línea		Probabilidad de ocurrencia de 8%
Falla de dos líneas a tierra		Probabilidad de ocurrencia de 5%
Falla trifásica		Probabilidad de ocurrencia de 2%

Tabla 2.2 Probabilidad de ocurrencia de fallas en las líneas de transmisión de acuerdo a su tipo

2.4 FALLAS EN EL GENERADOR

Todos los elementos del sistema eléctrico de potencia son importantes para la operación del mismo, pero el generador es de especial importancia, ya que una falla en él podría implicar un costo enorme por sus características físicas y además por el tiempo que se requiere para llevar a cabo las reparaciones en este. Por ello es necesario poner mucho cuidado en las protecciones de dicho elemento.

Algunas de las fallas que pueden presentarse en el generador son:

- Fallas a tierra en los devanados de campo
- Desbalance de tensión en el estator
- Pérdida de excitación.
- Conversión en motor
- Pérdida de sincronismo
- Sobrecarga en los devanados del estator
- Corto circuito en los devanados del estator
- Sobrecalentamiento en las chumaceras
- Fallas externas
- Sobretensiones

Las fallas entre espiras en el devanado del rotor pueden producir los síntomas siguientes:

- Requerimiento de una alta corriente de excitación que es automáticamente compensada por el regulador de tensión.
- La máquina opera menos suavemente, debido a la asimetría de la curva de excitación.

2.5 OTRAS FALLAS Y CONDICIONES DE OPERACIÓN ANORMALES

Aparte de las relativamente frecuentes fallas y disturbios antes mencionados que afectan a los sistemas eléctricos y a sus componentes, también existen otras fallas menos frecuentes o fallas que solo conciernen a elementos particulares de la planta. Los más importantes de éstos son:

- Oscilaciones de potencia en las redes de potencia
- Subexcitación de generadores síncronos
- Sobreflujo en transformadores de potencia
- Operación asíncrona de motores síncronos
- Defectos mecánicos (fugas de aceite en transformadores de potencia, rompimiento de aislamiento en los cambiadores de derivaciones de transformadores, esfuerzos torsionales en las flechas de los grupos turboalternadores, etc.)

2.6 CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Todos los sistemas eléctricos de potencia deben contar con un sistema de protección que tiene que cumplir con ciertas características básicas:

Confiabilidad. Es la probabilidad de que ocurra una falla en cualquiera de los elementos del sistema de protección. Comúnmente se realizan pruebas de diseño por parte de los fabricantes de equipo de protección para determinar qué tan confiable es el equipo. Para una buena confiabilidad se tienen:

- **Dependabilidad.**[♦] El asegurar que el dispositivo de protección llevará a cabo la función para la cual fue diseñado y disparará en forma selectiva el elemento protegido del resto del sistema en caso de falla.
- **Seguridad**. El asegurar que el dispositivo de protección no va a disparar a menos que sea una falla en el elemento protegido.
- **Disponibilidad**. La relación entre el tiempo en que un dispositivo está en servicio y el tiempo que está conectado.
- **Selectividad**. Se refiere a que cuando ocurre una falla, el equipo de protección debe aislar solamente la parte del sistema eléctrico donde ocurrió la falla, o en su defecto debe aislar la menor cantidad de componentes posibles del sistema eléctrico.

♦ Del inglés dependability, en países como España este término es traducido como obediencia.

Rapidez de operación. Cuando se presenta una falla los sistemas de protección deben operar rápidamente, ya que si una falla se sostiene durante mucho tiempo la corriente de falla puede dañar los elementos del sistema por sus efectos de elevación de temperatura y esfuerzos electrodinámicos. Además la operación del sistema eléctrico de potencia en estas condiciones causa una caída de tensión que afecta principalmente a la maquinaria industrial.
Discriminación. El sistema de protección debe ser capaz de distinguir entre una falla y entre condiciones de operación del sistema eléctrico que podrían accionar las protecciones en un momento en que no es deseable, por ejemplo cuando el sistema está trabajando en máximas condiciones de carga o presenta cierta sobrecarga que el sistema eléctrico es capaz de soportar durante el tiempo necesario.

Sensibilidad. Es la habilidad de un dispositivo de protección para reaccionar aún ante pequeñas desviaciones de la variable (generalmente eléctrica) monitoreada de su valor de carga normal debido a disturbios en el sistema eléctrico primario.

2.7 ESTRUCTURA BÁSICA DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

En la figura 2.3 se muestra el flujo de información entre la unidad protegida y los eslabones individuales de la cadena de protección. Los datos que describen a las variables físicas que están siendo monitoreadas, son llevados desde el sistema primario hasta el dispositivo de protección DP a través de los transductores de TI, es decir los TP´s (transformadores de potencial), TC's (transformadores de corriente), sensores de temperatura, etc., donde son ajustados apropiadamente. El dispositivo de protección puede tomar la forma de un solo relevador de protección que realiza una sola medición o, en el caso de elementos del sistema especialmente valiosos, tales como los grandes generadores, puede ser un sistema de protección que abarca varias funciones por separado.

Un eslabón muy importante en la cadena desde el punto de vista de la confiabilidad es la alimentación auxiliar FA. Generalmente es a través de la batería de la subestación que también suministra potencia para el control de las bobinas CC de disparo del interruptor y para los dispositivos de despliegue y registro G&D (Figura 2.3). Las unidades de suministro auxiliar generalmente instaladas en los dispositivos de protección para derivar la tensión interna de alimentación, también pertenecen a ésta categoría. Es recomendable el monitoreo continuo de las tensiones de suministro. Actualmente los dispositivos de control moderno traen instalados monitores para realizar esta función.

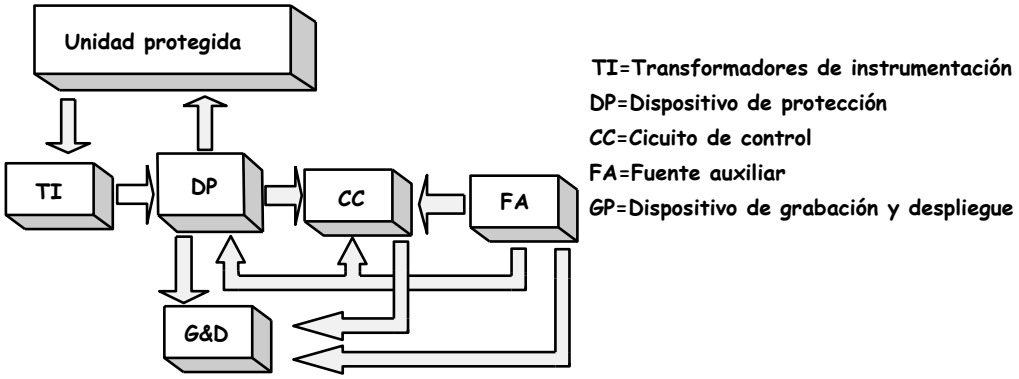


Fig. 2.3 Estructura básica de los sistemas de protección

2.8 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

Como en muchos casos de la ingeniería, debe haber una inversión de dinero para asegurar la operación de los sistemas eléctricos, proteger a las personas y proteger el equipo. Debido a la gran diversidad de elementos de un sistema de potencia y a la amplia gama de opciones que se tienen para el sistema, no es sencillo dar una solución sobre el costo que debe tener el sistema de protección, pero a grandes rasgos, regularmente se considera que la inversión en la protección no debe exceder el 5% del total de la inversión del sistema bajo estudio.

2.9 PRINCIPALES CRITERIOS PARA DETECTAR FALLAS

Los criterios principales para detectar fallas y condiciones anormales de operación de sistemas eléctricos de potencia se listan en la Tabla 2.3 que sigue:

No.	Clase de fallas	Variable usada para detectar la falla
1	Falla entre fases en general	Corriente de fase I Diferencia de corriente ΔI Diferencia de ángulo de fase en la corriente $\Delta\varphi$ Tensión de fase U Dirección de potencia P Impedancia Z
2	Fallas asimétricas (a tierra, de fase a tierra y fase-fase a tierra	Las anteriores y además: Componentes de la secuencia cero y negativa de la corriente (I_0 e I_2), de la tensión (U_0 y U_2), y las direcciones de potencia (P_0 y P_2)
3	Fallas a tierra	Componentes de secuencia cero de: Corriente I_0 Tensión U_0 Dirección de potencia P_0
4	Sobrecarga	Corriente de fase I Temperatura δ
5	Configuración asimétrica Carga asimétrica Conductor abierto	Componente de secuencia negativa I_2
6	Déficit de potencia real	Frecuencia f Tasa de cambio de la frecuencia df/dt
7	Exceso de potencia real	Frecuencia f

Tabla 2.3 Criterios principales para detectar fallas y condiciones anormales de operación de sistemas eléctricos de potencia

2.10 PROTECCIÓN DEL GENERADOR

Las principales protecciones del generador pueden resumirse en la Tabla 2.4 que sigue, de acuerdo con la designación usada en la norma IEEE 242 – 1975.

Relevador	Función	Acción
51	Fallas a tierra	Acciona sobre el interruptor principal e indica una alarma
21	Falla de tierra en el sistema	Acciona sobre el interruptor principal e indica una alarma.
78	Pérdida de sincronismo	Acciona sobre el interruptor principal, sistema de excitación y acciona una alarma.
40	Pérdida de excitación del generador.	Acciona sobre el interruptor principal, sobre la excitación remota y opera una alarma
64F	Falla a tierra del devanado de campo del generador	Acciona sobre el disparo para cierre de la válvula de la turbina, el interruptor principal, la excitación remota y opera una alarma.
64G	Falla a tierra del devanado del estator	Acciona sobre el disparo para cierre de la válvula de la turbina, el interruptor principal, la excitación remota y opera una alarma.
87G	Protección diferencial del devanado del estator	Acciona sobre el disparo para cierre de la válvula de la turbina, el interruptor principal, la excitación remota y opera una alarma.
78	Pérdida de sincronismo	Acciona sobre el interruptor principal, la excitación remota y opera una alarma.
59F	Sobretensión en el campo del generador	Acciona sobre e cierre de la válvula de la turbina, interruptor principal, la excitación remota y opera una alarma.
46	Protección contra corrientes de secuencia negativa	Acciona sobre el interruptor principal, excitación remota y opera una alarma.
V/Hz	Protección contra sobre excitación volts/Hertz	Acciona sobre la excitación remota y opera una alarma
60E	Desbalance de tensión en la excitación del alternador	Acciona sobre el disparo para cierre de la válvula de la turbina, el interruptor principal, la excitación remota y opera una alarma.
64E	Tierra del campo de la excitatriz	Opera una alarma.

Tabla 2.4 Principales protecciones del generador de acuerdo con la designación usada en la norma IEEE 242 – 1975

2.11 PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Para la protección de una línea de transmisión existen varios esquemas y consideraciones para la selección de los mismos, razón por la cuál no es posible dar reglas específicas. A continuación se resumen los esquemas de protección más comunes para líneas de transmisión:

Protección con relevadores de sobrecorriente.- Es un esquema bastante común que se aplica en líneas de transmisión y de subtransmisión. Se basa en que las corrientes de falla son mucho mayores que las corrientes de carga.

Protección por relevadores direccionales.- Cuando los sistemas eléctricos son muy complejos, la protección por relevadores de sobrecorriente se vuelve muy compleja, debido a que existen varios generadores y las corrientes de carga y de fallas pueden ir en varias direcciones. Por ello se usan relevadores direccionales que operan solo cuando las corrientes de falla fluyen en una dirección específica de falla.

Protección por relevadores de distancia.- Estas protecciones basan su operación en que su tiempo de funcionamiento es proporcional a la distancia en que se produce la falla, es decir, la impedancia de la línea hasta el punto de la falla, de manera tal que para un corto circuito en la red, los relevadores que están más cercanos a la falla operan primero que los que están más alejados. La característica anterior tiene también como ventaja que funciona como protección de respaldo a las secciones adyacentes.

Protección por relevadores Mho polarizados, de reactancia y Mho fuera de posición.- En este tipo de relevadores la impedancia de la línea protegida es dibujada en los ejes del diagrama de protección del relevador teniendo como ajuste una impedancia $Z = R + jX$ que determina el área de operación del relevador.

CAPÍTULO 3

LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

3.1 EL TRANSFORMADOR EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Los grandes transformadores de potencia forman parte de los elementos de red considerados como vitales en la operación de sistemas eléctricos de potencia (SEP) y en algunos sistemas eléctricos industriales con grandes cargas instaladas. Los transformadores son uno de los elementos más costosos y valiosos en el SEP, por esta razón, la seguridad de estos es de gran importancia. En éstos las fallas ocurren con mucho menor frecuencia que en las líneas, pero la reparación de los daños que ocasionan requieren mucho más tiempo y dinero del que se necesita para repara los daños debido a fallas en las líneas. El rápido aislamiento de las fallas ayuda a minimizar el daño sufrido al transformador y reduce también la interrupción del servicio. Ello implica, entre otras acciones, el uso de sistemas de protección con relevadores de alta velocidad en su respuesta, con características de sensibilidad y selectividad tales que eviten salidas de operación innecesarias por disparos en falso, y proporcionen un alto grado de confiabilidad.

Aquí nos vamos a referir principalmente a grandes transformadores, de capacidades elevadas que se hallan instalados en la parte del sistema eléctrico de potencia donde se manipula la energía masivamente. Se consideran como transformadores grandes a los de capacidad igual o mayor a 10 MVA.

Los transformadores de capacidad menor a la mencionada son denominados de distribución. Éstos transformadores se protegen generalmente sólo con fusibles, por lo que sólo quedan protegidos contra sobrecorriente por corto circuito.

Los transformadores de potencia, siendo estáticos, totalmente cerrados, y sumergidos en aceite (exceptuando los tipo seco), presentan fallas sólo en raras ocasiones, pero las consecuencias, por esporádicas que sean, pueden ser graves si el transformador no se desconecta rápidamente del sistema.

Las protecciones que se suelen disponer en los grandes transformadores son de cuatro tipos:

- Térmicas
- De detección y análisis de gases, y de presión de aceite
- Protección diferencial
- Otras protecciones eléctricas

Las dos primeras generalmente forman parte del propio transformador, pero las otras dos últimas están constituidas por equipos eléctricos totalmente independientes del transformador.

La protección depende entre otras cosas de la capacidad nominal del transformador. También tiene influencia el número de devanados, método de conectar la tierra, etc. No hay, por lo tanto, soluciones uniformes estándar, pero si soluciones que se utilizan con frecuencia en la práctica.

3.2 FALLAS INTERNAS Y EXTERNAS

Las fallas internas y externas que amenazan a todas las clases de transformadores de potencia son:

Fallas internas	**Fallas externas**
• Cortocircuitos entre devanados • Cortocircuitos entre espiras • Fallas a Tierra • Falla del cambiador de Derivaciones • Fugas de aceite en el tanque del transformador	• Fallas entre fases en el sistema de potencia • Fallas a tierra en el sistema de potencia • Sobrecarga • Sobre excitación (sobreflujo)

Tabla 3.1 Fallas internas y externas del transformador

Los siguientes son los relevadores para la protección de los transformadores de potencia en general.

24: Sobre excitación (V/Hz)
46: Sobrecorriente de Secuencia Negativa
49: Sobrecarga Térmica
50: Sobre Corriente Instantánea de Fase
50G: Sobre Corriente Instantánea de Tierra
50N: Sobre Corriente Instantánea de Neutro
50BF: Falla de Interruptor
51G: Sobre Corriente de Tiempo Inverso de Tierra
51N: Sobre Corriente de Tiempo Inverso de Neutro
63: Relevador de Presión Súbita o Buchholz
81U: Baja frecuencia
87HS: Diferencial de Fase sin Restricciones
87T: Diferencial de Fase del T con Restricciones
87GD: Diferencial de Tierra (también conocida como “de falla a tierra restringida”)

Un sistema de protección integrado para un transformador con una capacidad de unas decenas de MVA podría ser.

La protección principal para detectar fallas entre fases es la protección diferencial con polarización apoyada por el relevador de Buchholz. La protección de sobre corriente de tiempo sirve como respaldo y las sobrecargas son detectadas por la protección contra sobrecargas. Una medida de la temperatura vigila que el aceite no exceda la temperatura máxima permitida.

3.3 PROTECCIÓN TÉRMICA

Como toda máquina o dispositivo eléctrico, el transformador está sujeto a limitaciones térmicas ya que calentamientos excesivos acortarán la vida de sus aislamientos. Temperaturas elevadas pueden ser origen de fallas en los aislamientos e incluso, ser causa de incendios en caso de alcanzar la temperatura de ignición del aceite.
Con el fin de controlar la temperatura del aceite refrigerante dentro de los límites aceptables, se utilizan dispositivos térmicos tales como termómetro y termostatos. El termómetro se utiliza para el control de la ventilación y circulación del aceite actuando sobre alarmas. El termostato se utiliza además para que actúe sobre el disparo del interruptor de desconexión del transformador.

3.4 DETECCIÓN Y ANÁLISIS DE GASES, Y DE PRESIÓN DE ACEITE

Esta protección está diseñada para detectar fallas incipientes en los transformadores. Se considera como falla incipiente el estado inicial de una falla, sin que se haya producido un arco. En los transformadores sumergidos en aceite se producen gases combustibles producto del deterioro de los aislamientos, debidos a calentamientos en puntos localizados del transformador.
La generación de gas en un trasformador se suele detectar de dos formas:

- Mediante un relevador detector de gas
- Por medida de los gases disueltos en el aceite

Un relevador Buchholz es una protección estándar que se instala en todos los transformadores sumergidos en aceite que detecta todas las fallas de aislamiento dentro del tanque del transformador que causan la formación de gas u oleadas de aceite que fluyen del tanque al tanque conservador de nivel. Esto se aplica a todas las fallas entre fases, a tierra y entre espiras de los devanados. El relevador también detecta las pérdidas de aceite causadas por fugas así como defectos tales como conductores rotos y conexiones corroídas o de alguna otra manera, malas.

El principio de operación del relevador Buchholz se basa en el hecho de que en primer lugar, la presión del gas se incrementa en la parte superior del tanque del transformador debido a la descomposición química del aceite y/o a la combustión de materiales aislantes sólidos, y en segundo lugar, en que el desarrollo masivo de gas, da lugar a una oleada de aceite hacia el tanque conservador de nivel.

El relevador Buchholz se instala en el tubo de comunicación entre el tanque del transformador y el tanque conservador de nivel. Generalmente tiene dos flotadores, uno sobre el otro. El superior señala la recolección lenta de gas (primera etapa) y el de más abajo, una caída en el nivel del aceite. Una paleta de flujo se combina generalmente con el flotador más bajo en el caso de una oleada del aceite haga funcionar un contacto de mercurio para disparar el transformador.
Según el diseño del transformador, los relevadores Buchholz también se utilizan en el cambiador de derivaciones.

3.5 PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Los esquemas de protección en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se desarrollan para cumplir con los requerimientos de confiabilidad y seguridad.

La protección diferencial es el esquema de protección primaria para transformadores de potencia de gran capacidad (mayores a 10 MVA) y su principio de funcionamiento se basa en la diferencia de las magnitudes de las corrientes del lado de alta tensión contra las de baja. Una vez que se obtiene la corriente diferencial, se compara con una corriente previamente ajustada y se determina la operación del relevador. Sin embargo, esta corriente diferencial puede verse afectada ante fenómenos que no necesariamente corresponden a una falla interna, y de esta manera puede ocasionar el disparo en falso del relevador. Estos fenómenos se deben básicamente a la no linealidad del núcleo del transformador y se pueden presentar en condiciones de energización, sobreexcitación y saturación de los transformadores de corriente (TC's) ante fallas muy severas.

En la figura 3.1 se muestra el diagrama básico de la protección diferencial; los TC's reducen las magnitudes de las corrientes del lado primario y secundario del transformador de potencia. Las relaciones de transformación de los TC's son seleccionadas de manera que cada TC proporcione en su secundario la misma corriente. Las corrientes que salen de los TC's son comparadas al pasar a través del relevador diferencial. En condiciones normales de operación del transformador y ante fallas externas, figura 3.1(a), la corriente diferencial a través del relevador de protección es prácticamente cero; para fallas internas, la corriente diferencial es la suma de las corrientes que alimentan la falla, esto se muestra en la figura 3.1(b).

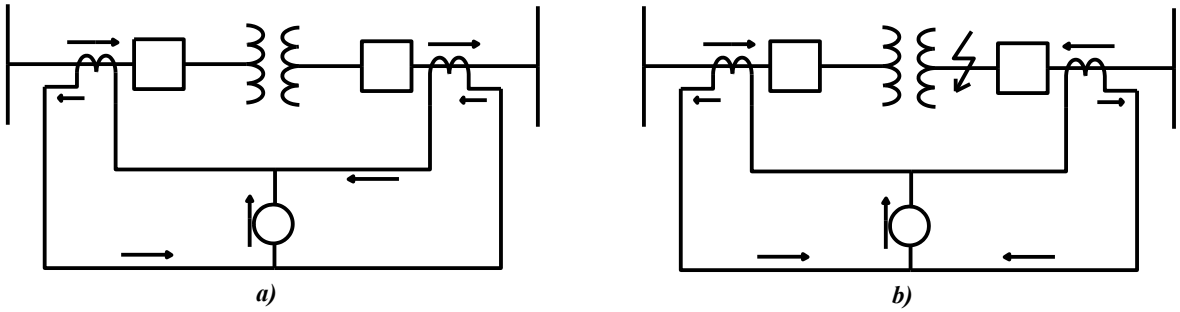


Fig.3.1. Esquema básico de la protección diferencial

(a) sin falla, (b) con falla interna

3.5.1 Factores a considerar en la protección diferencial

En la protección diferencial deben ser considerados los siguientes factores para una operación correcta de la protección:

- Corriente de energización
- Sobreexcitación de los transformadores
- Saturación de los TC's
- Los diferentes niveles de tensión, ya que los TC's son de diferente tipo, relación y características
- Defasamiento en los bancos con conexión delta-estrella y estrella-delta
- Cambiador de derivaciones en el transformador

La corriente de energización o energización puede afectar la protección diferencial del transformador, ya que esta corriente sólo fluye por un devanado y puede aparecer en la protección diferencial como una falla interna, sin embargo, esta corriente presenta la característica de tener un alto contenido de corrientes armónicas, característica que puede aprovecharse en el relevador para detectar la segunda armónica y de esta manera se discrimine entre la corriente de energización y una corriente de falla.

El flujo magnético en el núcleo de un transformador es directamente proporcional a la tensión aplicada e inversamente proporcional a la frecuencia del sistema. Una condición de sobretensión o de baja frecuencia puede producir niveles de flujo que saturan el núcleo del transformador. Por ejemplo, si una carga se desconecta de repente de un transformador, la tensión en las terminales aumenta un poco y causa un incremento en la corriente de excitación del transformador. Dicha corriente de excitación fluye por un solo devanado y aparece como una corriente diferencial que puede disparar al relevador. Este fenómeno se caracteriza por la presencia de la 5ª armónica, por lo tanto puede utilizarse para bloquear la operación del relevador diferencial.

El TC es un componente básico en los esquemas de protección por relevadores. El devanado primario de un TC está en serie con la línea y debe soportar la corriente que puede fluir en la línea. Cuando ocurre una falla en la línea, la magnitud de la corriente aumenta muchas veces y dicha corriente fluye a través del primario del TC, la corriente del secundario del TC también se incrementa. Idealmente, la corriente del secundario debería ser proporcional a la corriente del primario y el TC debería tener la suficiente tensión para hacer que esta corriente fluya en el circuito secundario. Normalmente la corriente de magnetización es pequeña y la corriente del secundario se considera proporcional a la corriente del primario para propósitos prácticos. Si el TC tiene que desarrollar una tensión grande para tratar de mantener una tensión en el circuito secundario, los niveles de flujo en el núcleo deberían ser muy grandes. Cuando el flujo se acerca al nivel de saturación, la corriente de excitación llega a ser grande y la corriente del secundario no se incrementa proporcionalmente. Cuando la corriente del primario se incrementa más allá del nivel de saturación, el núcleo se satura durante una parte del ciclo. Por lo tanto, la corriente que sale

del secundario del TC es menor que la corriente si el TC no estuviera saturado y además la corriente del secundario se distorsiona.
Los TC's usados para la protección diferencial, son seleccionados para su operación a diferentes niveles de tensión. Sus características, por consiguiente son propias de un cierto rango de operación. Además, la longitud de los cables que conectan los TC's del primario y secundario del transformador al relevador, no necesariamente es igual. El burden en los TC's, por lo tanto, es distinto. Esto causa que los TC's produzcan diferentes salidas para los mismos niveles de corrientes de entrada y como consecuencia fluye una pequeña corriente diferencial a través del relevador. Asimismo, las relaciones de transformación de los TC's se seleccionan tomando en cuenta los valores nominales del transformador, sin embargo, cuando en el transformador se realiza un cambio de tap, ocurre un desbalance entre las corrientes del primario y del secundario y por lo tanto aparece una corriente diferencial que fluye a través del relevador. En los transformadores con conexiones estrella-delta y delta-estrella, se presentan defasamientos entre las corrientes del primario y las corrientes del lado secundario. Cuando la protección del transformador se hace por medio de relevadores electromecánicos, se tienen que hacer algunos arreglos en las conexiones de los TC's para compensar estos defasamientos. El arreglo típico consiste en conectar los TC's de manera inversa a la conexión de los transformadores de potencia.

3.5.2 Relevador diferencial porcentual

Para proveer alta sensibilidad a fallas internas, con alta seguridad de bloqueo ante fallas externas, la mayoría de los relevadores usan la característica de porcentaje. En la figura 3.2, se muestra la representación gráfica de la característica de operación de un relevador de porcentaje, está determinada por dos pendientes y una corriente mínima de operación (sensibilidad). Además, la protección diferencial porcentual incorpora un frenado que está en función de la magnitud de corriente que circula en los devanados.

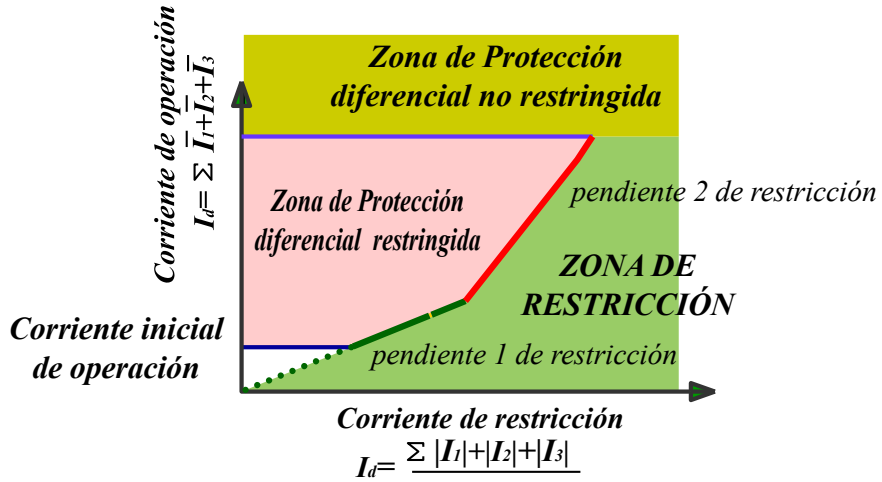


Fig. 3.2. Característica de operación de un relevador

diferencial de porcentaje

3.5.3 Corrientes diferencial y de frenado

Para el cálculo de las corrientes diferencial y de frenado se deben tomar en cuenta:

- Conexión del transformador
- Angulo de defasamiento entre corrientes del primario y del secundario
- Tensión nominal de cada devanado
- Relación de los TC's

La corriente diferencial y de frenado se calculan de acuerdo a las ecuaciones 3.1 y 3.2.

$$Idif = I1 - I2 * factor \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3.1)$$

$$Ipaso = (I1 + I2 * factor) / 2 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3.2)$$

donde: I1 e I2 son las corrientes del primario y del secundario respectivamente y el término *"factor"* depende de la conexión y de las relaciones de transformación de los TC's, en el caso en que los TC's estén conectados en estrella el factor es 1 y en el caso de que alguno del los TC's esté conectado en delta el factor es $\sqrt{3}$. De esta manera se compensa la relación de transformación del transformador y las relaciones de transformación de los TC's.

3.5.4 Criterios de ajuste

Sensibilidad. El porcentaje no se mantiene para bajas intensidades de corriente, de modo que la intensidad diferencial debe superar un valor mínimo de corriente, indicado por la sensibilidad mínima. Esta tiene como objeto compensar las diferencias y errores en los TC's (10%), corrientes de excitación (3%) y el propio error del relevador (3%), que hacen que exista una pequeña corriente diferencial con pequeñas intensidades de paso. El valor recomendado es 0.3 veces la corriente nominal (In).

Primera pendiente. Está definida por un punto inicial (Ipaso1) y una pendiente 1 de restricción. Esta primera pendiente tiene como objeto compensar corrientes diferenciales debidas al cambiador de derivaciones y a errores en los TC's. La pendiente se seleccionará de modo que queden cubiertos el error de relación e igualación de los TC's y el producido por el cambio de relación de transformación nominal debido al cambio de derivaciones. La corriente de paso Ipaso1, se recomienda ajustarla a 0.3In, teniendo en cuenta que cuanto más bajo se ajuste, menor tendencia tendrá a disparar.

Segunda pendiente. Está definida por un punto inicial (Ipaso2) y una pendiente 2 de restricción. La segunda pendiente tiene como objeto proteger contra la saturación de los TC's, que ante una falla externa con intensidades de corriente muy grandes, puede ocasionar el disparo del relevador debido a la inducción de una falsa corriente diferencial,

si uno o ambos TC's se saturan. La corriente de paso Ipaso2, se recomienda ajustarla a 3In. La pendiente 2 se ajusta por lo menos al 60%.

Frenado por armónicos. La protección discrimina las corrientes de energización cuando la componente de 2ª armónica de la intensidad diferencial en una fase, supere el porcentaje ajustado de la fundamental en cualquier fase, ya que se bloqueará el disparo diferencial en todas las fases. Se recomienda un ajuste del 20% para el segundo armónico. La protección discrimina las corrientes de sobreexcitación, cuando la componente de 5ª armónica de la intensidad diferencial en una fase supere el porcentaje ajustado de la fundamental en una fase, ya que se bloqueará el disparo diferencial en esa fase. Se recomienda un ajuste del 20 al 30% de frenado para una buena operación ante condiciones de sobreexcitación.

Protección diferencial sin posibilidad de frenado. Esta no tiene frenado por armónicos, ni por corriente de paso. Se tiene un disparo instantáneo ante corrientes de falla muy grandes que pueden producir saturación en los TC's. Por lo que no existe bloqueo, ante condiciones de energización o sobreexcitación y se debe ajustar para que el elemento no opere ante la máxima corriente de energización.

La protección diferencial requiere especial atención para una operación correcta ante fallas internas y su bloqueo ante fallas externas, corrientes de energización, sobreexcitación, etc.

3.6 OTRAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

3.6.1 Protección de sobre corriente de tiempo

La protección de sobrecorriente de tiempo se utiliza como protección de respaldo para transformadores de potencia pequeños con capacidades en el rango de algunas decenas de MVA o aún como la protección principal en transformadores muy pequeños para detectar tanto fallas entre fases internas y externas. Mientras que solamente un juego de relevadores se instala en el lado primario de los transformadores de dos devanados, un transformador de tres devanados tiene que ser equipado con un juego en cada uno de los devanados. El ajuste del punto de operación depende de la corriente nominal del transformador, pero el retraso de tiempo se determina por el tiempo de coordinación del sistema de potencia.

3.6.2 Protección de distancia

En transformadores con capacidades más grandes (> 100 MVA), la función antes mencionada (es decir, la protección de respaldo) es realizada por un relevador de distancia en lugar de los relevadores de sobrecorriente. Los relevadores de distancia se instalan en ambos lados del transformador. Este ejemplo asume que tres zonas de distancia miden en la dirección hacia delante y una en la dirección contraria. Los dos relevadores de distancia son

DR1 y DR2 por lo tanto, ambos proporcionan protección de respaldo para la protección diferencial, para la protección de línea de varios alimentadores, y para las barras colectoras.

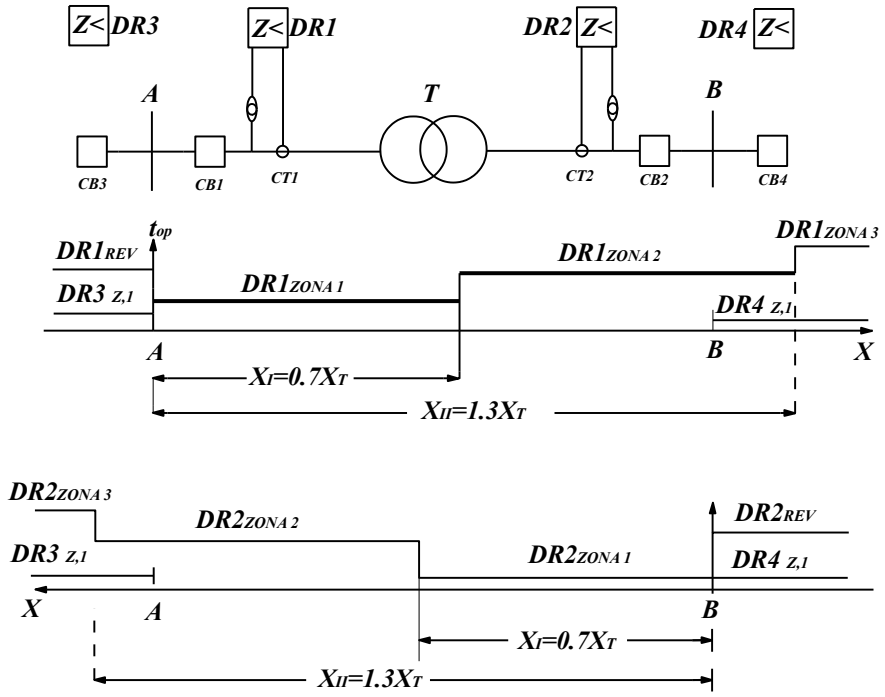


Fig.3.3. Aplicación de relevadores de distancia para detectar fallas internas y externas en un transformador de dos devanados
DR = relevador de distancia, DR1 rev. = zona inversa del relevador de distancia DR1, XT = reactancia equivalente del transformador

3.6.3 Protección de falla a tierra

El esquema de protección de falla a tierra depende de si se requiere detectar fallas a tierra en el transformador o también debe proteger al transformador contra los efectos de las sobre corrientes debidas a las fallas a tierra en otros elementos de la planta. Si las zonas de la protección se confinan a los devanados del transformador, el esquema más común para detectar fallas a tierra es el mostrado en ambos lados del transformador en la figura 3.4. Se llama "protección de falla a tierra restringida" y funciona de acuerdo al principio diferencial, es decir la comparación de las corrientes en los TC's de las fases (TC1), y en el caso de devanados en estrella, un TC en el neutro (TC2), similarmente en el caso de devanados en delta, la comparación se hace con la corriente del TC en el neutro del transformador de tierra (TC4), y la de las cargas (burdens) de alta impedancia R de los relevadores HIR1, y HIR2 respectivamente, que están conectados en paralelo. En condiciones de carga normal, la tensión a través de la R de carga es cero, porque la suma geométrica de las corrientes de la fase medidas por el arreglo de Holmgren de los TC's de las fases es cero y no circula ninguna corriente a través del neutro y a tierra. Despreciando

cualquier error en el transformador, la tensión a través de la resistencia R es también cero durante una falla externa, ya que la corriente diferencial (de derrame) $\Delta I = I_\Sigma - I_E = 0$.

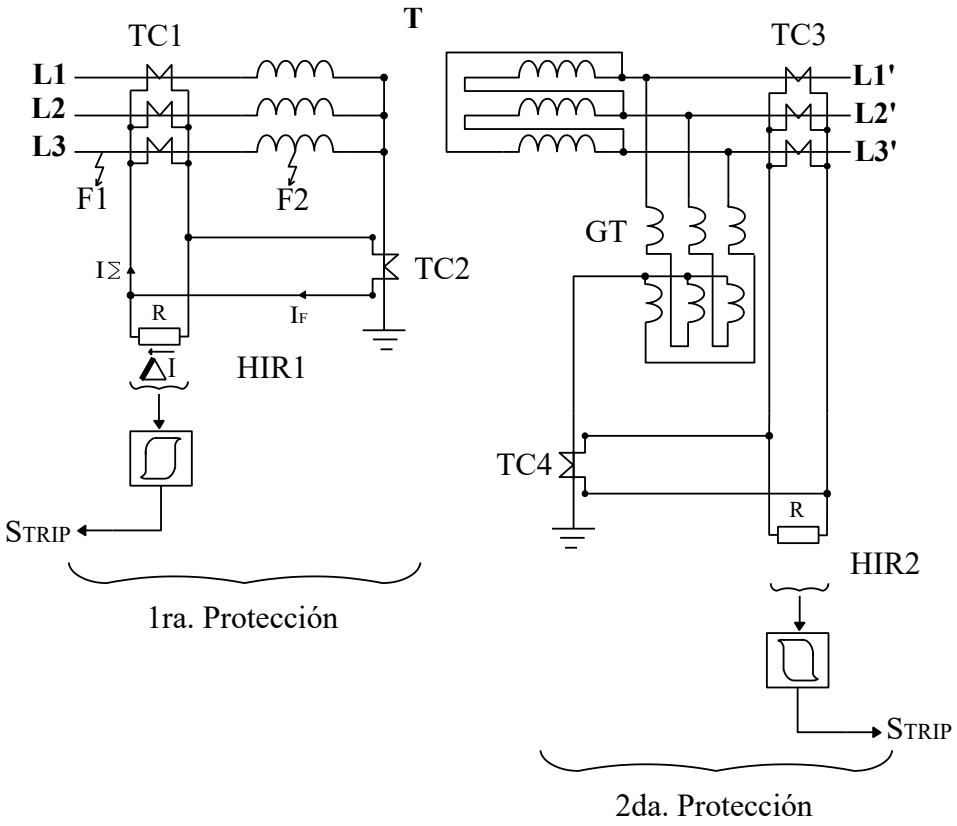


Fig. 3.4 Protección contra falla de tierra restringida de un transformador de dos bobinas usando relevadores de alta impedancia

La estabilidad de la protección ante una falla externa se logra ajustando la tensión de operación del relevador a un valor que sea más grande que la tensión más alta generada a través del circuito de corriente circulante en el caso de que se sature un TC. Por otro lado, en caso de una falla interna (falla F2), toda la corriente secundaria fluye a través de la resistencia R y genera una tensión alta entre sus terminales, que es más alta que el ajuste en el relevador HIR1. Una falla a tierra en los devanados en delta es detectada de una manera similar por el relevador HIR2.

Aparte de los esquemas de protección de falla a tierra restringida descritos arriba que solo detectan fallas a tierra en la zona entre los TC's, es decir, en los devanados del transformador (de aquí el nombre "restringida"), también se usan esquemas de falla a tierra que detectan fallas internas y externas. Esto aplica al esquema simple mostrado en la figura 3.4 qué solamente mide la corriente de falla a tierra. Obviamente, este esquema solo puede detectar fallas de tierra en el devanado conectado en estrella y en la parte del sistema de

potencia conectado eléctricamente con él. El ajuste del relevador es generalmente entre el 20% y el 40% de la corriente nominal del transformador, lo que es adecuado para proteger todo el devanado en estrella. El tiempo de operación se selecciona para coordinar con el tiempo más largo ajustado en los relevadores de protección de falla a tierra en la estación siguiente.

Otro esquema muy simple de protección de falla a tierra para los transformadores de potencia es la protección del tanque del transformador. Esto requiere que el montaje del tanque del transformador lo aísle de tierra y que el tanque entonces se ponga a tierra vía un TC, el secundario del cuál se conecta a un relevador de sobrecorriente. Puesto que bajo condiciones de carga normal ninguna corriente fluye a través del TC, el relevador puede tener un ajuste muy sensible.

3.6.4 Protección contra sobrecargas

El propósito de la protección contra sobrecargas es evitar el sobrecalentamiento del transformador debido a cargas altas inadmisibles. Un simple relevador de sobre corriente de tiempo puede realizar esta función en el caso de transformadores pequeños, con la desventaja que no toma en cuenta la historia de la carga antes de la sobrecarga. El usar un relevador de sobrecorriente es entonces solamente una aproximación y no una verdadera protección contra sobrecarga. Por lo tanto, para transformadores más grandes, se emplea un principio basado en una imagen térmica del transformador. Tales relevadores detectan generalmente varias temperaturas definidas y emiten una alarma en etapas para incrementar el enfriamiento forzado y para iniciar la reducción de carga del transformador. Si la sobrecarga persiste por un período largo o el incremento de temperatura se acerca a su límite permitido máximo, el transformador se desconecta.

Cuando se presenta una falla, la falla puede causar que se modifiquen las características de operación del relevador. Los relevadores tradicionales no están provistos de funciones de auto verificación o de monitoreo de su estado, por consiguiente es necesaria una rutina de prueba para verificar su correcta operación. Si existe un problema en un relevador tradicional, el problema puede no ser detectado hasta que se complete la rutina de mantenimiento o hasta que el relevador opere mal a causa de una falla. Por lo tanto la confiabilidad de los relevadores tradicionales es muy dependiente de las rutinas de mantenimiento.

Las fallas en los relevadores digitales pueden causar también operaciones erróneas e impedir su operación a causa de una falla. Sin embargo las características del relevador digital típicamente no son afectadas por una falla. Las fallas suelen ser suficientemente significativas para generar una indicación de falla en la auto verificación o causar que el usuario reconozca la falla en el relevador cuando el sistema eléctrico que protege está operando todavía en condiciones normales.

Como mínimo los relevadores digitales incluyen pruebas de sus chips de memoria, de sus convertidores analógico-digital, de su fuente de alimentación y del almacenamiento de los ajustes del relevador. Las auto-verificaciones monitorean el estado del relevador digital y cierran un contacto de alarma cuando una falla es detectada. Adicionalmente el relevador digital puede desactivar y activar el control de auto verificación de ciertas fallas. Cuando la auto-verificación se ejecuta a menudo en el relevador digital, los componentes defectuosos son descubiertos casi inmediatamente después de que ocurre su falla.

4.2.2 Reducción del tiempo fuera de servicio de una línea

Muchos de los relevadores de protección basados en microprocesadores cuentan con localización de fallas y capacidad de control automático/remoto. La capacidad de localización de fallas ayuda al equipo de mantenimiento a encontrar un problema en la línea mucho más rápidamente que por un patrullaje por la línea al azar, una cualidad extremadamente valiosa cuando se requiere que un helicóptero sobrevuele la línea en busca de la falla. Además el recierre automático programado proporciona la capacidad para reestablecer el suministro automáticamente. La capacidad de monitoreo remoto permite a un sistema SCADA (Sistema de Adquisición de Datos) o a otro dispositivo maestro de control comandar la restauración de la línea.

En líneas de transmisión muy largas, es extremadamente crítico encontrar el punto de falla rápidamente. Anteriormente alguien debía manejar siguiendo la línea hasta encontrar la falla. Para líneas de importancia crítica un helicóptero sería usado, pero aún en este medio se requiere el uso de tiempo muy valioso.

4.2.3 Aumento de la flexibilidad

Una de las características más importantes en los sistemas de relevadores digitales es la flexibilidad de su diseño para poder programar sus entradas y salidas. Los ajustes de los

relevadores pueden ser hechos localmente por medio de una computadora portátil, o remotamente a través de un módem conectado a uno de los puertos seriales de los relevadores. Múltiples conjuntos de ajustes proporcionan al usuario la flexibilidad para seleccionar los ajustes necesarios para las condiciones del sistema a través de un interruptor selector, por comandos a través del puerto serial, o desde la interfase hombre- máquina.

Los relevadores microprocesados pueden ser programados para apoyar en funciones tipo PLC (Controladores lógicos programables), con lo que los ingenieros pueden crear un esquema lógico de protección dentro del relevador. Eso ayuda a eliminar dispositivos auxiliares y dar una enorme flexibilidad. Con lo anterior se asegura que si el esquema de protección debe ser cambiado seis meses después de ser instalado (por ejemplo), no se tienen que hacer grandes cambios en el alambrado. En lugar de reemplazar el relevador simplemente se pueden cambiar los ajustes lógicos cuidando las características del nuevo esquema de protección que se quiere implementar.

Es difícil adicionar o modificar funciones de protección a los productos de esquemas tradicionales. Un elemento de protección puede ser adicionado a un sistema de protección multifunción simplemente accionándolo en su memoria.

Los esquemas de protección multifunción son fácilmente reaplicados al ser guardados los programas y usándolos en otras aplicaciones.

4.2.4 Ventaja de las herramientas de análisis del sistema

Los relevadores digitales pueden ser usados para proporcionar análisis del sistema mediante reportes de eventos muy completos y reportes de secuencias de eventos.

Este tipo de relevadores también pueden proporcionar algunas mediciones del sistema eléctricos de potencia para la empresa que proporciona el servicio y para los usuarios del sistema. El uso de monitoreos de interruptores y baterías de corriente directa son otras características que permiten análisis de interruptores y de los bancos de baterías que están relacionados directamente con el correcto funcionamiento de la protección.

4.2.5 Aumento de la confiabilidad del sistema de protección

La alta calidad de los componentes y un probado y robusto diseño del relevador dan un producto altamente confiable que proporciona a su vez un incremento en la confiabilidad del sistema eléctrico. La combinación de un tiempo alto de ocurrencia entre fallas, los diagnósticos de auto-verificación del relevador y la capacidad de accionar alarmas son factores que ayudan a asegurar que el relevador proporcionará una adecuada y confiable protección.

También, los relevadores basados en microprocesadores, son menos costosos que muchos dispositivos a los cuales reemplazan, eso hace más factible económicamente hablando, la redundancia en la protección de respaldo y mejora aún más la confiabilidad del sistema.

4.2.6 Incremento de la disponibilidad de la protección

En general, la disponibilidad de la protección es mejorada a través de una alta confiabilidad del producto, intervalos de mantenimiento reducidos, diagnósticos de auto-verificación y alarmas de problemas que el relevador ofrece. Si el relevador se deshabilitara, este sería fácilmente identificado y puede ser rápidamente reparado o reemplazado. Esto minimiza el tiempo de inactividad del relevador y maximiza la disponibilidad de la protección del sistema eléctrico de potencia que no tiene comparación con los dispositivos de estado sólido. La auto-verificación ofrece una mayor ventaja sobre los relevadores electromecánicos que no están equipados con la facilidad de una auto-revisión y solamente son probados en los intervalos de los programas de mantenimiento. Con los relevadores electromecánicos, si se tiene una falla, en el mejor de los casos se detectará la falla cuando el dispositivo esté fuera de servicio siendo probado, pero en el peor de los casos la falla se detectará cuando el sistema de potencia falle a causa de una falla en un relevador electromecánico del que no se sabe inmediatamente su ubicación.

Con los relevadores microprocesados, la mayoría de los problemas serán causa de la activación de su función de alarma. Los operadores son notificados dentro de pocos segundos y un técnico puede ser enviado de la estación. Estos mantenimientos inevitables se reducen al mínimo.

4.2.7 Reducción de los requerimientos de espacio

El espacio reservado para los relevadores basados en microprocesadores, donde un solo dispositivo puede reemplazar múltiples relevadores, medidores, interruptores, indicadores, y a menudo, enlaces de comunicaciones con UTR's (Unidades Terminales Remotas). Se puede ahorrar espacio en las salas de la casa de control reemplazando paneles completos de equipo tradicional por unos pocos dispositivos basados en microprocesadores.



(a) **(b)**

Fig. 4.1 Espacio requerido por los relevadores tradicionales (a) y los relevadores digitales (b)

En la figura 4.1 se muestra una comparación entre el espacio que ocupan los relevadores tradicionales (a) y los relevadores digitales (b). Como se observa, los relevadores,

apagadores y medidores ocupan la mayor parte del panel que mide unos 7 pies de alto por unos 2 ½ pies de ancho, mientras que los relevadores digitales con las mismas funciones que se tienen en la figura de la izquierda, ocupan menos de 1 pie de altura por 1 ½ pies de ancho. En la figura 4.1 (b) se muestran tres relevadores digitales que sustituyen a tres paneles como los de la figura 4.1 (a).

Diseños complicados de paneles duales por terminal para protección y control son fácilmente reducidos para limpiar. Un simple panel o ranura incluye toda la protección, monitoreo y control con espacio de sobra.

4.2.8 Reducción de los requerimientos de instalación eléctrica

Además de los menores requerimientos de espacio, el uso de relevadores multifunción basados en microprocesadores, reduce la cantidad de instalación eléctrica requerida en el diseño. El control de la instalación eléctrica es reducida, y funciones específicas como el recierre, control de torción, monitoreo de bobinas, están formados por una sola unidad de relevador a cambio de diversos dispositivos. El uso de relevadores microprocesados puede reducir los paneles de la instalación eléctrica hasta en un 70 por ciento.

En cualquier proyecto uno de los costos más grandes es el trabajo requerido para la instalación y la prueba de la instalación. Pero con los relevadores basados en microprocesadores, pueden realizarse diversas medidas para hacer más eficiente la instalación. Para empezar, hay menos relevadores, por lo que no se tienen que poner instalaciones para estos. En segundo lugar los relevadores digitales pueden proporcionar muchas funciones lógicas que son usadas al implementar la instalación de los relevadores, por lo que no se necesitan tantos cables externos en los sistemas lógicos.

Además, algunos de los esquemas de comunicación que alguna vez requirieron equipo auxiliar ahora pueden ser conectadas relevador a relevador a través de un puerto serial. La mejor parte de esto es que, con menos instalación eléctrica y menos equipos auxiliares, hay menos puntos potenciales de falla.



Fig. 4.2 Alambrado requerido para los relevadores digitales



Fig. 4.3 Alambrado requerido
para los relevadores tradicionales

La figura 4.3 se muestra la instalación eléctrica en la parte trasera de un panel de relevadores analógicos, mientras que en la figura 4.2 vemos la instalación eléctrica de un relevador digital. Con lo que se observa como se minimiza la instalación requerida en los relevadores microprocesados.

4.2.9 Ventajas de los diagnósticos de auto-verificación

Se ahorra mucho dinero al cambiar los procedimientos de mantenimiento de los relevadores tradicionales por las ventajas de los relevadores microprocesados. Los relevadores basados en microprocesadores no requieren el mismo periodo de mantenimiento asociado a los dispositivos electromecánicos y son equipados con la función de diagnósticos de auto-verificación que continuamente monitorean el buen funcionamiento de los dispositivos del relevador.

Un relevador que está funcionado mal o ha fallado, cierra contactos de alarmas dedicadas a ese dispositivo indicando que requiere de cierta asistencia al relevador. Estas alarmas pueden ser usadas también para activar protecciones de respaldo, o modificar los esquemas de protección cuando el relevador de protección primaria ha detectado un problema y tiene que salir él mismo de servicio. El periodo de pruebas requerido para detectar fallas que las auto-verificaciones no pueden detectar se reduce al mínimo.

Además, los usuarios pueden analizar la información de los reportes de eventos del relevador para detectar condiciones anormales más fácil de lo que se haría en el siguiente periodo de pruebas.

4.2.10 Diseño simplificado

El reemplazo de múltiples relevadores, medidores, interruptores, indicadores, y enlaces de comunicación con un simple relevador de protección basado en microprocesadores, se pueden obtener diseños muy simplificados.

Los esquemas de los sistemas de subestaciones y los diagramas de las instalaciones eléctricas son mucho más fácil de generar y reproducir debido a que se reduce el número de dispositivos en dichas instalaciones.

Un diseño simplificado ahorra tanto dinero como tiempo. En algunos casos el mismo relevador puede ser usado de un lado del sistema de potencia o de otro, desde distribución a sub-transmisión, o desde la red de sub-transmisión a alta tensión. Utilizando un diseño similar para todos los niveles de tensión se reduce el tiempo de diseño, tiempo de instalación, y revisión de operación.

4.2.11 Ventaja económica

Como es típico en la mayor parte de las industrias, el mantenimiento es la primera cosa que se reduce o se elimina cuando hay periodos de pocos ingresos. Con el advenimiento de la liberalización en la utilidad de la industria las presiones competitivas han creado un periodo sostenido en el que hay poco dinero. Forzando a los administradores del dinero a pensar más como sus homólogos en otras empresas. Realizando el mantenimiento con continuos monitoreos con sistemas de análisis automatizados. Con la nueva tecnología digital y como ya se ha comentado anteriormente se tiene que:

- Los programas anteriores de mantenimiento efectivo requieren substancialmente de más personal, y más dinero que los programas multifunción.
- La auto-verificación con rutinas de diagnóstico automático elimina la mayoría de las razones para realizar una rutina de mantenimiento retirando el producto en servicios anteriores y causando una operación incorrecta.
- Las comunicaciones remotas permiten por medio de notificaciones al personal de mantenimiento cuando un producto de protección requiere de servicio.
- Revisiones regulares de datos de operaciones, descargados remotamente es mucho más eficiente que enviar personal de la subestación a realizar pruebas de la operación.
- Con las tecnologías anteriores el costo del equipo asociado con operaciones y análisis podían ser justificadas solo en las partes más críticas del sistema de transmisión.
- Los costos por instalación y prueba de los equipos se reducen con las tecnologías digitales.

4.2.12 Archivo de los reportes de mantenimiento

El archivado del mantenimiento es un área regularmente olvidada que puede impactar en la confiabilidad de la protección tanto como otros factores. Durante el mantenimiento o cuando ocurre una operación de disparo en falso o alguna otra operación cuestionable, es crítico que los planos de la construcción y los ajustes que fueron dejados en el relevador estén debidamente documentados. Cuando se comienza un proyecto para modificar o adicionar capacidad a una estación existente, los documentos de archivote mantenimiento están en su punto de inicio. Una semana de programa de mantenimiento no archivado puede resultar en muchas horas de investigación innecesaria y crea el potencial para errores que impactarán la confiabilidad de la protección. El archivo de las tecnologías anteriores de mantenimiento pueden ser automatizadas hasta tal punto, que incluyan archivos de datos de ajustes operacionales y diagramas del alambrado, generados y almacenados por computadoras ayudando a diseñar y cambiar los sistemas. Sin embargo por otra parte los productos mismos no tienen los mecanismos para decirle al usuario los ajustes que hay en el relevador. Los ajustes han sido hechos manualmente, y es difícil encontrarlos para introducirlos en la base de datos. Creando otra vez oportunidades de mejora.

Con la tecnología de relevadores multifuncionales, un simple archivo para ajustes operacionales y control lógico interno es creado fuera de línea por el ingeniero del proyecto. Archivos estudiados de datos de las fallas pueden ser fusionados electrónicamente con el archivo de ajustes, eliminando entradas de datos que podrían ser causa de errores. Los planos de control lógico son creados usando datos del mismo archivo. Los archivos de los ajustes en campo pueden ser entregados usando vías convencionales como son correos electrónicos, disquetes, discos compactos o en el disco duro de una computadora portátil. La producción de archivos y la grabación de archivos usando tecnologías multifunción es una labor menos intensa y requiere menos tiempo para establecer y mantener.

En el campo los archivos son descargados en el relevador eliminando los pasos manuales involucrados con los ajustes de las tecnologías tradicionales. Si los cambios son requeridos, son hechos en el archivo y luego cargados en el relevador. Los cambios en los ajustes pueden ser hechos también en el relevador y guardar un respaldo del archivo de ajustes. En cualquier evento los archivos de ajustes se convierten en documentos guardados que pueden convertirse en parte permanente del programa de mantenimiento archivado. Guardar datos de mantenimiento y documentación es una labor que consume más tiempo y es más intensa con las tecnologías tradicionales que con las tecnologías multifunción.

Los trabajos futuros dependerán de cómo se dejan grabados los ajustes. Un programa de mantenimiento grabado efectivamente ayuda a asegurar altos niveles, en términos de confiabilidad de la protección.

4.3 DESVENTAJAS

Las presiones competitivas traídas por la liberalización han forzado a las organizaciones de protección a reevaluar sus formas de hacer negocios. El mejor cambio en la mayoría

de las compañías ha sido el uso total de sistemas de protección multifunción como se ha planteado anteriormente. Algunas de las desventajas que implica el uso esta tecnología se describen a continuación.

4.3.1 Constante avance en la tecnología.

Como ya se ha visto en capítulos anteriores, los relevadores digitales están formados por componentes como por ejemplo circuitos integrados (memorias, microprocesadores, etc.) y otros dispositivos que evolucionan con rapidez y por lo tanto quedan también obsoletos muy rápido. Esto hace que cuando cualquier componente de un relevador digital que ya tiene unos pocos años en servicio se daña sea muy difícil reemplazar ese componente que debido a la implementación de nuevas tecnologías de integración puede ser ya obsoleto, lo cual ocasiona que el tiempo de uso del relevador digital esté limitado por el avance de la tecnología.

4.3.2 Varias funciones integradas en un solo equipo.

Una de las desventajas muy discutidas por los ingenieros a cargo de los sistemas eléctricos de potencia sobre las tecnologías multifunción ha sido la integración de las funciones de protección, monitoreo, medición y control en un solo equipo. Aunque con el avance de la tecnología los relevadores digitales son cada vez más confiables, y a pesar de que varias funciones integradas en un solo dispositivos ahorran mucho dinero, los ingenieros de protecciones aún tienen la preocupación por la posibilidad de falla del relevador digital, lo que puede ocasionar que falle más que una protección, si el dispositivo tiene activada alguna función de control lógico, registro de eventos, alarmas o protección de respaldo de algún otro equipo, se tiene el riesgo de perder todo este conjunto de funciones, por ejemplo si el suministro de energía del relevador quedara fuera de servicio, lo que resultaría muy riesgoso en el sistema eléctrico de potencia.

4.3.3 Diversos fabricantes de equipos de protección.

Actualmente muchas empresas construyen dispositivos multifunción digitales para la protección de equipos del sistema eléctrico de potencia, por lo que cada fabricante tiene un lenguaje distinto para programar su dispositivo, además de diferentes protocolos de comunicación lo que es un problema cuando se tienen equipos de diferentes empresas que se deban de comunicar entre ellos, o cuando deben ser programados por una sola persona ya que resulta mucho más complejo programar en un leguaje distinto cada dispositivo de cada fabricante.

4.3.4 Requerimiento de una mejor capacitación del personal.

Un factor de riesgo que queda presente en cuanto a la operación de los sistemas de protección digitales es la adecuada capacitación del personal a cargo de la subestación. Las funciones integradas en un solo equipo obligan a que el personal a cargo de los dispositivos del sistema eléctrico de potencia lean manuales muy extensos que anteriormente con los equipos electromecánicos y con las funciones por separado eran mucho más fácil de aprender. Para obtener la máxima confiabilidad en cuanto a protección permitida por las tecnologías anteriores, el usuario debe entender a detalle los productos multifunción y ser competente en el uso de las nuevas tecnologías.

CAPÍTULO 5

PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE UN RELEVADOR DIGITAL

5.1 PANORAMA HISTÓRICO

Como ya se ha comentado todos los sistemas eléctricos de potencia deben ser protegidos durante su operación. Cuando una falla ocurre en el sistema eléctrico de potencia el componente fallado o la parte de la red debe ser desconectada rápidamente para reducir el peligro de daño al equipo o daño a las personas. Por estas razones los relevadores juegan un papel crucial.

Históricamente en la evolución de los relevadores de protección se han usado tres tecnologías como se muestra en la figura 5.1.

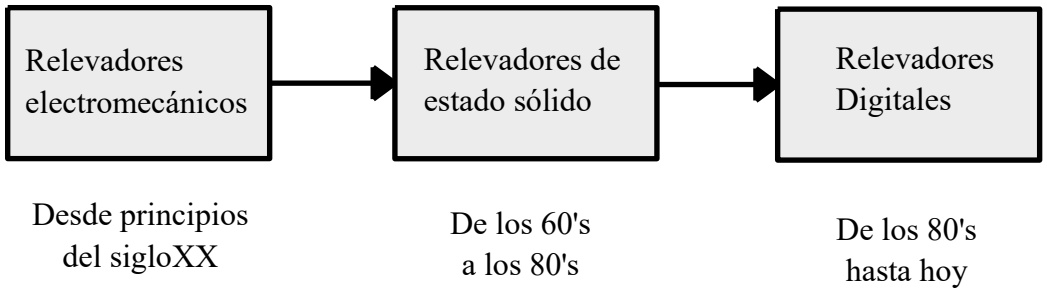


Fig. 5.1 Evolución de los relevadores de protección

Los relevadores electromecánicos trabajaban bajo el principio de campos magnéticos haciendo girar discos en el interior del relevador. Si la corriente es lo suficientemente alta por un periodo específico de tiempo los discos rotarían para disparar una bandera y así abrir el circuito. Aunque esto era efectivo tenía algunas desventajas, era susceptible a fallas mecánicas y el tiempo de movimiento del disco estaba definido por las características del disco, en este caso el tamaño, su peso y su resistencia. Estas desventajas hacían que los relevadores no pudieran ser reproducidos y adecuados para todas las aplicaciones. Por consiguiente los relevadores analógicos de estado sólido fueron introducidos resolviendo algunas desventajas de los relevadores electromecánicos, y la primera oferta de estos relevadores fue más precisión y características ajustables para hacerlo capaz de ser apto en cualquier aplicación.

Hoy en día los relevadores analógicos de estado sólido son una tecnología obsoleta por que han fallando de manera importante y no cumplen con las características que son demandadas hoy en día. Algunos de estos problemas son: falta de flexibilidad, precisión limitada y rango dinámico limitado, comunicación imposible, tamaño grande y dificultad

para encontrar los componentes necesarios. Debido a estas desventajas, los relevadores digitales fueron empleados para desarrollar nuevos productos con flexibilidad mejorada y reunir las especificaciones requeridas por el cliente.

5.2 RELEVADORES DIGITALES

Los relevadores de protección digital representaron un paso importante en el cambio de la tecnología. Los microprocesadores y los microcontroladores reemplazaron a los circuitos analógicos usados en los relevadores de estado sólido para realizar sus funciones de manera más eficaz. Empiezan a ser introducidos al servicio alrededor de 1980 con mejoras en la capacidad de procesamiento.

Los relevadores digitales están basados en procesamiento digital de señales digitales la tensión y la corriente son convertidas a datos discretos y entonces son usados los algoritmos pertinentes para calcular la protección requerida. Para poder detectar la falla rápida y precisamente, es necesario que la tensión y la corriente sean adquiridas en una alta velocidad en las entradas de datos en tiempo real.

Comparados con los relevadores de estado sólido, los relevadores digitales introducen conversiones A/D (Analógico a Digital) para todas las medidas de las cantidades analógicas y usan un microprocesador para implementar los algoritmos de protección. El microprocesador puede usar algún tipo de técnica de conteo, o usar la transformada discreta de Fourier para implementar el algoritmo.

La limitada potencia de los microprocesadores usados en los primeros relevadores digitales restringía el número de muestras de la forma de onda que pueden ser medidas en cada ciclo. Esto a su vez limitaba la velocidad de operación del relevador en ciertas aplicaciones. Por eso un relevador digital para una función de protección particular podía tener un tiempo mayor de operación que su equivalente relevador en estado sólido. Sin embargo el tiempo adicional no era muy significativo en términos generales de tiempo de apertura y los posibles efectos sobre la estabilidad del sistema. Ejemplos de relevadores digitales son mostrados en la figura 5.2.



Fig. 5.2 Relevadores digitales

Actualmente los relevadores digitales usan un procesador de señales especializado (DSP) como hardware computacional, junto con las herramientas del software asociado. Las señales analógicas de entrada son convertidas a representaciones digitales y procesadas de acuerdo al algoritmo matemático apropiado, el procesamiento es llevado usando un microprocesador especializado que es optimizado por aplicaciones de procesamiento de señales digitales o DSP. El procesamiento de señales digitales en tiempo real requiere un microprocesador de muy alta potencia.

5.3 ARQUITECTURA DEL HARDWARE

Los arreglos del hardware van desde el uso de microprocesadores de un solo chip para relevadores de digitales, pasando por diseños como el mostrado en la Figura 5.4, hasta sistemas de control y protección que usan muchos procesadores y comunicaciones sofisticadas. Independientemente de este amplio rango de complejidad del sistema, los principios del hardware permanecen similares.

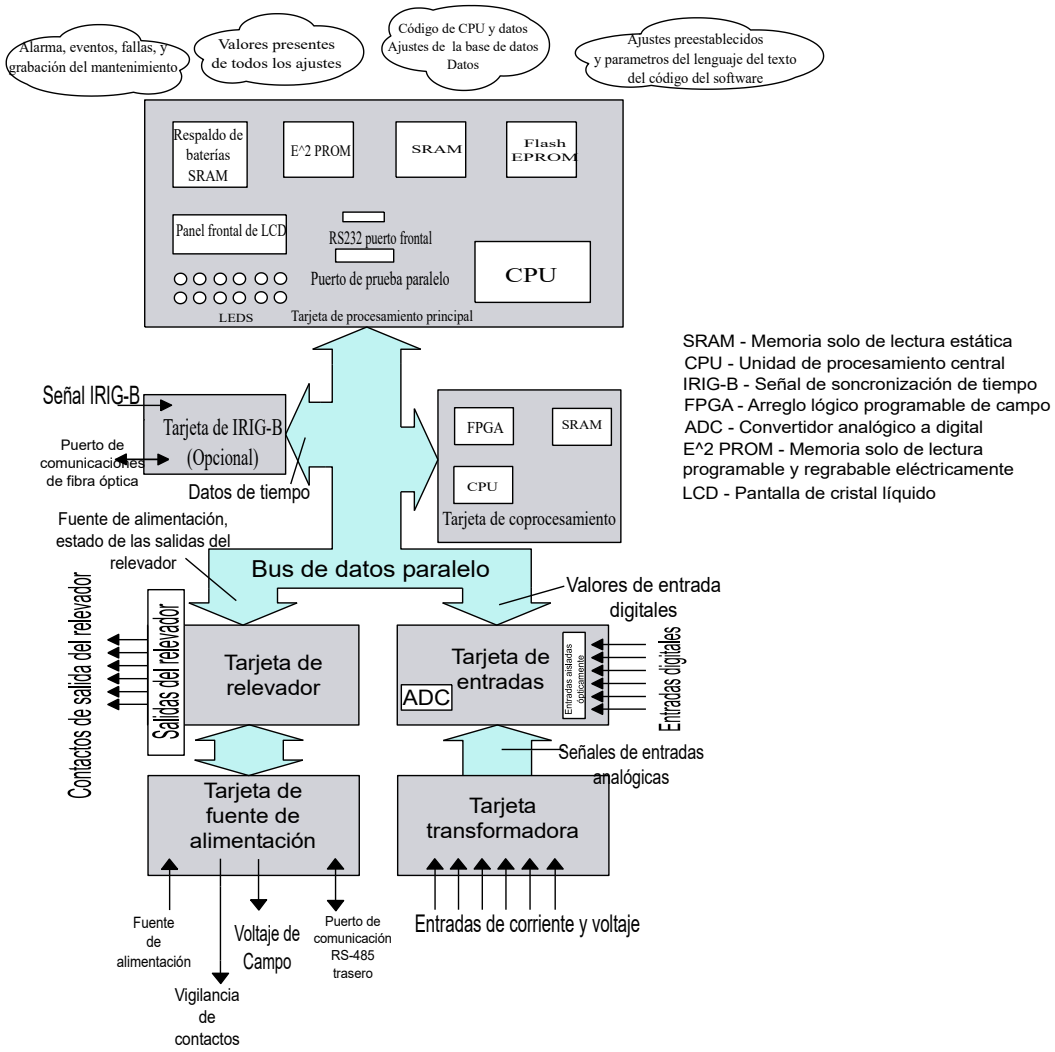


Fig. 5.3 Flujo de información y módulos en el relevador digital

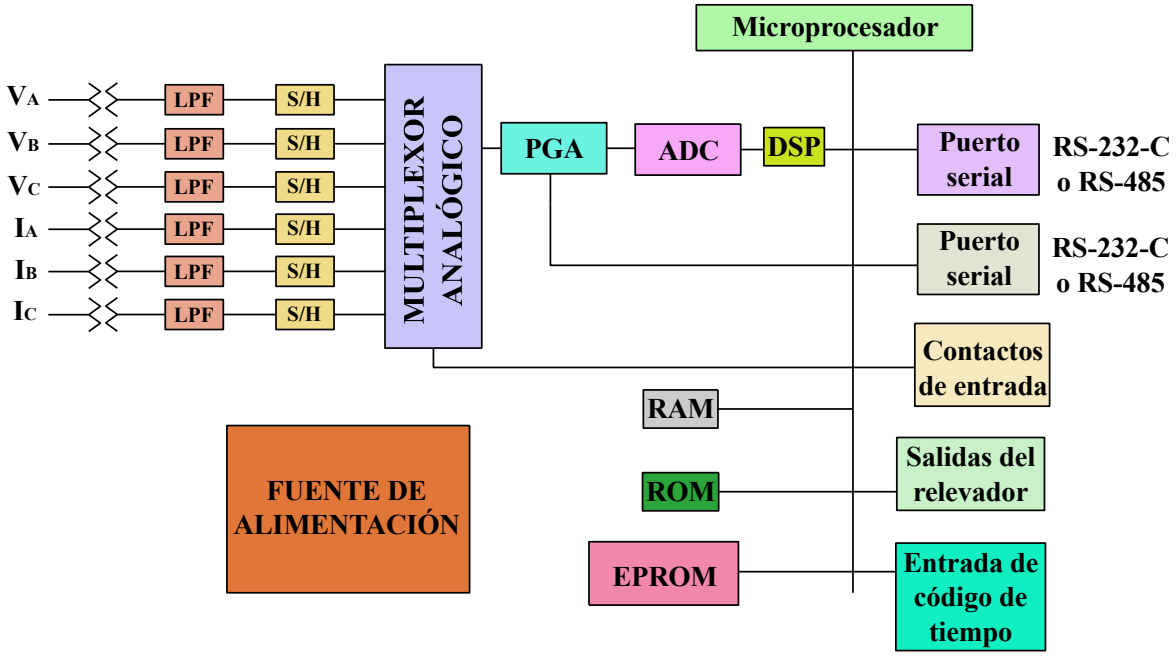


Fig. 5.4 Bloques de un relevador digital

En las figuras 5.3 y 5.4 se muestra la arquitectura básica y la manera en que se realiza el flujo de información en un relevador digital. Esta consiste en uno o más microprocesadores DSP's, algunas memorias, entradas y salidas digitales y analógicas, y una fuente de poder. Donde hay múltiples procesadores, es usual que uno de ellos esté dedicado a ejecutar los algoritmos del relevador de protección, mientras que el resto de los implementos están asociados con la lógica y los controles de la interface hombre-máquina. Los enchufes de las entradas y salidas están organizados en la tarjeta del circuito impreso, entradas y salidas adicionales pueden ser colocadas fácilmente en el extremo de la tarjeta. Las conexiones por buses de comunicación interna son una parte fundamental del diseño, ya que deben trabajar a una alta velocidad, usar bajos niveles de tensión, y aún ser inmunes a la interferencia por radiación y conducción del eléctricamente ruidoso ambiente de la subestación. Por consiguiente son requeridas importantes protecciones dependiendo del área en que se encuentre el equipo. Las entradas digitales están ópticamente aisladas para prevenir transitorios que puedan ser transmitidos a la circuitería interna. Las entradas analógicas son aisladas utilizando transformadores de precisión para mantener la exactitud mientras se elimina el transitorio nocivo. Adicionalmente las amplitudes de las señales de entrada deben ser limitadas para evitar que la forma de onda de las entradas se distorsione tal como se observa en la forma de onda que se muestra en la figura 5.5.

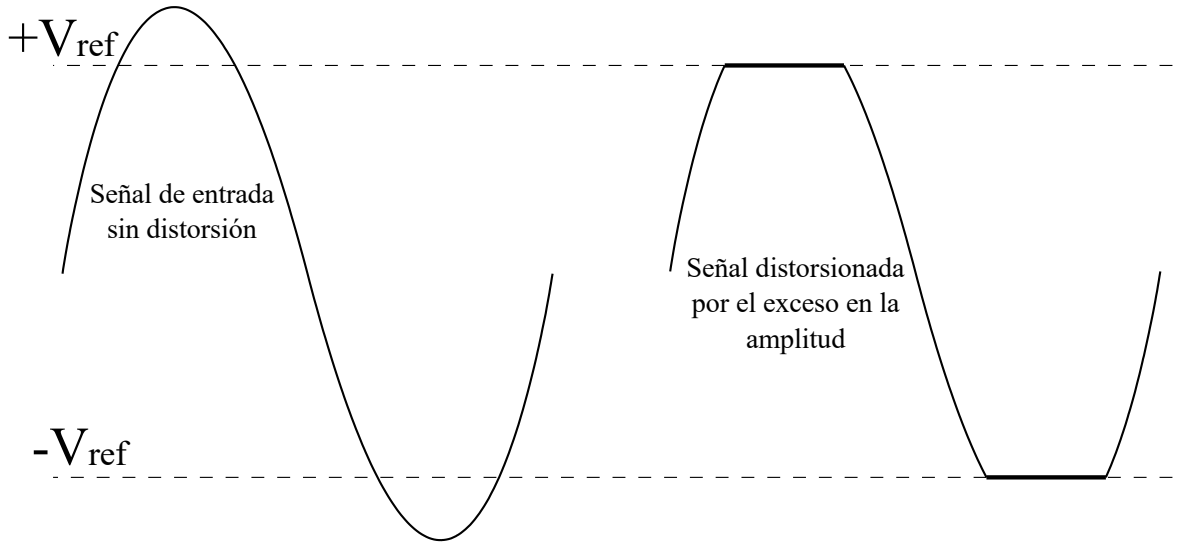


Fig. 5.5. Distorsión en la señal de entrada debida a un exceso en la amplitud, por lo que se requiere de un acondicionamiento de señal

5.4 EL HARDWARE PARA EL PROCESAMIENTO DE SEÑALES

El procesamiento analógico de las señales consiste generalmente en filtros paso bajas de las señales analógicas, luego se les convierte de señales continuas en el tiempo, a señales discretas, usando uno o más amplificadores que hacen un muestreo y retienen (S/H). Después de muestreadas, las señales son convertidas a datos digitales y presentadas al procesador.

El procesador lee los datos analógicos y la información de contactos de entrada ya convertidos, lleva a cabo los cálculos del relevador de protección y otros, y finalmente actualiza los contactos de salida. El procesador también puede soportar comunicaciones, autoverificación, despliegue de banderas, relojes de tiempo, y otras tareas.

5.4.1 Pre-procesamiento analógico

Antes de ser muestreadas, las entradas analógicas deben tener un filtro paso bajas para limitar los efectos de los ruidos y de las componentes de las señales indeseables.

La tarea de los relevadores de protección dicta la cantidad total de filtraje requerida. Considere dos ejemplos: la protección de distancia y la protección de transformador.

La protección de distancia basada en la medición de impedancia, utiliza información contenida en las senoides de estado estable, es decir, de 60 Hz. Entonces el filtraje (sea analógico o digital) en cualquier relevador de distancia debe preservar las componentes de estado estable, y rechazar las otras componentes. Un método posible es usar un filtro analógico paso bajas que tenga una frecuencia de corte de alrededor de 90 Hz para eliminar

las componentes de alta frecuencia y el ruido, y utilizar filtraje digital en el procesador para eliminar los desplazamientos de CD. La frecuencia de corte de 90 Hz implica que cualquier tasa de muestreo de cuando menos 3 muestras por ciclo (180 Hz) retiene la información que se necesita para llevar a cabo las funciones del relevador de distancia, y evita los errores de anti-aliasing.

En un relevador diferencial de transformador, el diseño puede considerar la corriente de magnetización verificando la cantidad de segunda armónica presente, es decir, el nivel de componente de 120 Hz en la corriente diferencial. Para preservar esta componente, el filtro anti-aliasing paso bajas, debe preservar las componentes de 60 y de 120 Hz. Una frecuencia de corte alrededor de 180 Hz es práctica. Para evitar anti-aliasing, se requiere de una tasa de muestreo de cuando menos 360 Hz (6 muestras por ciclo).

Si un diseño se puede dar el lujo de sobre muestrear, por ejemplo una tasa muchas veces mayor que el ancho de banda analógico del sistema, entonces también debe de usar un filtro analógico pasivo paso bajas. Sin embargo, raramente puede parecer ventajoso tomar este modelo, porque el sobre muestreo es costoso en términos de recursos de cómputo.

5.4.2 Muestreo de las señales analógicas de entrada

Una vez filtradas, las señales analógicas de entrada deben ser muestreadas en instantes de tiempo determinados por un reloj de muestreo por dos razones. La primera es que cuando la fase debe ser preservada, los instantes de muestreo deben ser controlados con precisión. Y la segunda, el proceso de conversión analógico a digital requiere que la señal analógica presentada al convertidor analógico a digital debe mantenerse estable durante el tiempo de conversión.

Los amplificadores que muestrean y retienen (S/H) llevan a cabo el muestreo deseado. La entrada del amplificador de S/H aparece a la salida durante el tiempo que la señal de entrada lógica este en el estado de ejecución. Cuando conmuta al estado de retención, la salida se mantiene estable al valor de entrada presente cuando se hizo la conmutación lógica de la entrada.

5.4.3 Multiplexado

En la figura 5.4 se muestra un multiplexor analógico aplicado para seleccionar una salida de S/H a la vez, subsecuentemente escalarla en forma analógica, y luego hacer la conversión analógica a digital. El multiplexor analógico consiste de un arreglo de interruptores analógicos y alguna lógica de control digital. Una diversidad de excelentes multiplexores de estado sólido se encuentra en el mercado.

Otros canales de multiplexor se pueden usar para verificar las tensiones de suministro u otras señales, como parte de los esquemas de prueba propios.

Una alternativa al multiplexor analógico es usar un convertidor analógico digital sencillo por cada canal de entrada. Como los convertidores A/D son más caros que los multiplexores analógicos, este método no se puede justificar por costo. Es útil donde se requiere la adquisición de datos de alta velocidad, por ejemplo en un esquema de onda viajera, o en oscilografía. El multiplexaje requerido entre las trayectorias de las señales y el procesador siempre se hace entonces digitalmente.

5.4.4 Escalamiento con ganancia analógica

El amplificador con ganancia programable (PGA), mostrado entre el multiplexor y el convertidor A/D en la figura 5.4, permite al procesador optimizar la escala de los canales analógicos antes de que hayan sido convertidos en cantidades analógicas a digitales.

5.4.5 Convertidor analógico / digital.

En la entrada del convertidor generalmente se aplican señales que varían en forma continua, usualmente corrientes y tensiones senoidales que provienen de los TC's y de los TP's. Sin embargo, estas no solamente consisten de la señal de frecuencia fundamental, sino que incluyen sobrepuestas, interferencias de AF, armónicas, subarmónicas, y también una componente de CD.

La cantidad analógica, filtrada, muestreada, seleccionada, y escalada, se presenta al convertidor analógico digital para una rápida conversión de una tensión a un número, que pueda ser leído por el procesador.

Las señales analógicas son convertidas en datos digitales usando convertidores analógicos a digital (A/D). El método más sencillo es usar un simple convertidor A/D precedido por un multiplexor para conectar cada una de las entradas analógicas en turnos al convertidor. También se puede proveer a cada entrada con un convertidor A/D y lógica para asegurar que todos los convertidores cumplan con la medición simultáneamente.

La frecuencia de muestreo debe ser cuidadosamente considerada, aplicando el criterio de Nyquist:

$$f_s \geq 2 * f_h$$

donde:

f_s = frecuencia de muestreo y

f_h =frecuencia mayor de la señal de interés

Si la frecuencia de muestreo es demasiado baja puede ocurrir lo que se muestra en la figura 5.6.

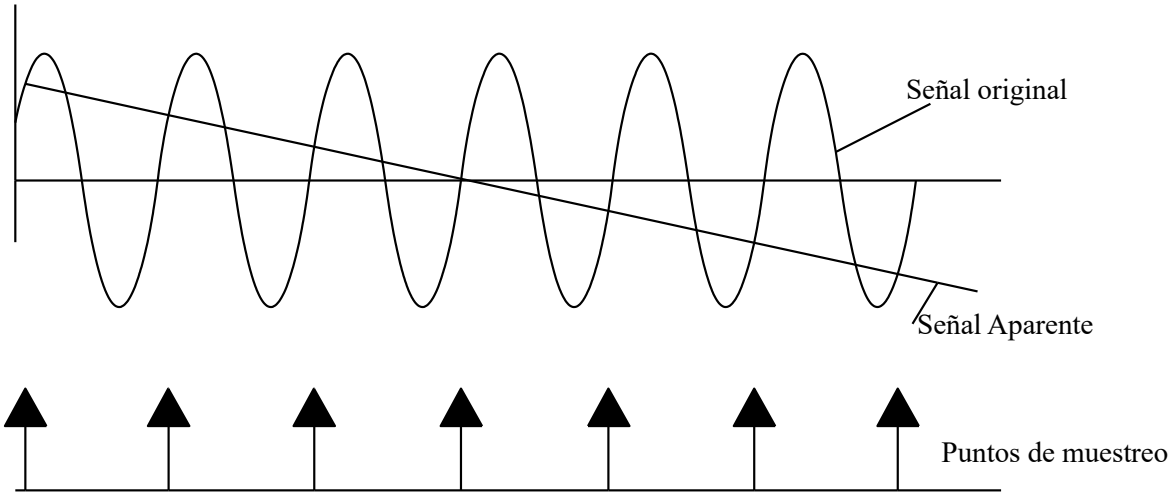


Fig. 5.6. Problema de alisamiento (aliasing) de la señal

Lo que resulta en frecuencias altas apareciendo como parte de la señal en el rango de frecuencias de interés. Entonces resultados incorrectos serán obtenidos. La solución es aplicar un filtro anti-aliasing, acoplado con una apropiada frecuencia de muestreo, para la señal análoga.

Antes de llevar a cabo la conversión A/D, es importante averiguar que componente en la variable de entrada lleva la información deseada, y por lo tanto, debe ser convertida con mucha precisión, y averiguar también cual va a ser clasificada como interferencia y por lo tanto, debe ser suprimida.

Todo el procesamiento de señales subsecuentes es llevado digitalmente en software, las salidas digitales finales usan relevadores para proporcionar aislamiento o están enviando vía bus de comunicaciones externas las señales hacia otros dispositivos.

5.5 MICROPROCESADOR

El microprocesador lleva a cabo las funciones de protección y otras tareas definidas en programas almacenados permanentemente en memoria. La figura 5.7 proporciona un diagrama de bloques de un microprocesador. Cuando el procesador es encendido por primera vez o es restablecido, carga su contador de programa con una dirección. Esta dirección se coloca en el bus de direcciones, y se lleva a cabo una lectura de datos para buscar la primera instrucción de la memoria. La instrucción es almacenada en un registro de instrucción, y es ejecutada por la instrucción lógica aritmética. La instrucción puede afectar otros registros, memoria o control. Cuando la instrucción se completa, el contador de programa proporciona la siguiente dirección, y el proceso continúa.

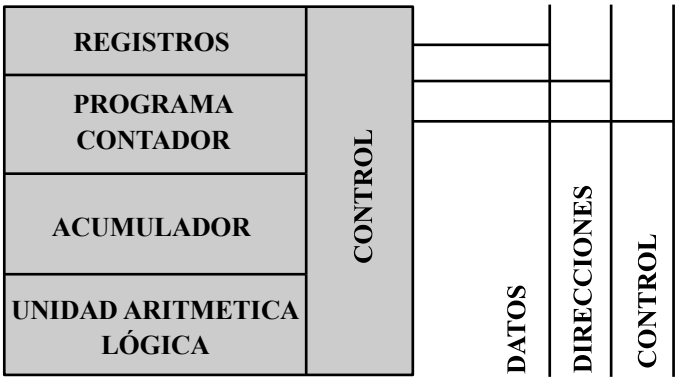


Fig. 5.7 Diagrama de bloques de un microprocesador

Los procesadores seleccionados para diseñar relevadores digitales van desde elementos de circuito integrado sencillo para aplicaciones de cierre que no tienen capacidad de analógicas o comunicaciones, pasando por diseños de rango medio de ocho bits, hasta sistemas sofisticados de multiprocesadores de dieciséis bits.

5.6 MEMORIAS

El diagrama de bloques de la figura 5.4 muestra tres tipos de memorias. El programa almacenado reside en memoria de solo lectura (ROM). El almacenaje temporal requerido por el proceso de cómputo y los registros de datos de fallas se proporciona en memoria de acceso al azar (RAM). Los ajustes y otra información vital se almacenan en memorias EEPROM de solo lectura, programables, pero electrónicamente borrables. El procesador se comunica con estos elementos de memoria a través de sus líneas de direcciones y de control.

5.7 COMPONENTES DE LA INTERFAZ

Las entradas de contactos son acondicionadas y presentadas en puertos paralelos de entrada. Estos puertos son accesados por el procesador cuando necesita la lectura del estado de los contactos.

Los contactos de salida son controlados por candados (latches) que retienen actualizada la información de salida que es escrita en los candados por el procesador. Las banderas también pueden ser controladas de esta manera.

Las interfaces serie de datos proporcionan un medio económico para realizar lecturas remotas de los registros de fallas, ajustes del relevador, y llevar a cabo otras tareas. Las interfaces son manejadas por Ics de comunicación serie, que soportan muchos de los esquemas de comunicación estándar.

5.8 TÉCNICAS DE AUTOVERIFICACIÓN

La calidad de las componentes electrónicas disponibles para los relevadores digitales es excelente y los fabricantes de componentes constantemente buscan mejorar una situación ya de por sí buena.

Sin embargo, las fallas de todos los dispositivos no pueden dejar de considerarse. El hardware de los relevadores digitales proporciona oportunidades únicas para buscar fallas o problemas incipientes. El descubrimiento y el reporte rápidos de los problemas conducen a una disponibilidad mejorada.

Abajo se describen varias de las técnicas de prueba, todas han sido ya utilizadas en uno o más dispositivos comerciales.

5.8.1 Prueba de ROM

El contenido de la memoria de solo lectura es fácilmente verificado, calculando una sumatoria del contenido de la ROM y comparándola contra una suma para verificación calculada en la fábrica y almacenada en la computadora. Las discrepancias se pueden reportar por alarmas o mensajes.

5.8.2 Prueba de RAM

La memoria de acceso al azar se puede probar escribiendo y leyendo patrones de prueba. Para temporalmente salvar datos durante la prueba, se pueden utilizar los registros del procesador.

5.8.3 Prueba de la fuente de poder

Dedicando algunos canales del multiplexor a las tensiones de la fuente de suministro, el relevador puede medir los niveles de tensión de la fuente de poder y compararlos contra valores de referencia de advertencia y de falla. Como la referencia del convertidor A/D y las referencias de tensiones de la fuente de poder no tienen relación, las pruebas de la fuente de poder también cubren al convertidor A/D en cierto grado.

5.8.4 Prueba del tiempo del convertidor A/D

El tiempo de conversión máximo del convertidor A/D es conocido. Como el convertidor está bajo el control del procesador en la mayoría de los diseños, el programa sabe cuando se inicia una conversión, y cuando debe estar hecha. Una falla para completar una conversión especificada indica una falla en el convertidor A/D.

5.8.5 Verificación de ajustes

Las EEPROMs proporcionan un almacenaje confiable para los ajustes. Son mucho más confiables que los interruptores o las derivaciones. Para mejorar aun más la dependabilidad de los ajustes almacenados en las EEPROMs, estas se pueden almacenar dos veces, y periódicamente compararlos uno contra el otro.

5.8.6 Verificación de la ganancia analógica y del desplazamiento

Señales de prueba parecidas a las de CD, diseñadas para no interferir con las cantidades de las cantidades de protección, han sido inyectadas en los canales analógicos, y luego recobradas mediante promedio. Cuando las señales de prueba se comparan con las señales recuperadas, las ganancias y desplazamientos de los canales analógicos se pueden computar y verificar contra límites de advertencia y de falla.

Ninguna de las pruebas arriba mencionadas necesita interferir con las tareas del relevador en ningún momento.

5.9 SOFTWARE EN EL RELEVADOR

El software proporcionado en el relevador es comúnmente organizado en una serie de tareas, operando en tiempo real. Un componente esencial es el sistema operativo en tiempo real, (RTOS por sus siglas en inglés), su función es asegurar que las demás tareas sean ejecutadas cuando y como son requeridas, en base a una prioridad.

Los programas de software están escritos en lenguaje ensamblador. La interfaz hombre máquina es a través de interruptores, botones digitales, potenciómetros, despliegues numéricos tipo LED (Diodo Emisor de Luz), e indicadores de estado con LEDs. Los programas para revisar al microprocesador y a la fuente de poder, para probar la ROM, RAM y el convertidor A/D están incluidos en el relevador.

La tarea proporcionada por el software, variará según las necesidades específicas de cada relevador, pero pueden generalizarse como sigue:

a) Software de servicio del sistema. Este es similar al BIOS de una computadora personal ordinaria, y controla las operaciones de bajo nivel de las entradas y salidas del relevador (controladores para el hardware del relevador secuencia de búsqueda de dispositivos, etc.).
b) Software de interface HMI (interface hombre-máquina). Software de alto nivel para comunicación con el usuario, por medio de los controles del panel frontal o a través de envío de información con otra computadora ejecutando el software adecuado, que contenga los datos de los ajustes.
c) Software de aplicación. Este es el software que define la función de protección del relevador.

d) Funciones auxiliares. Software para implementar otras características ofrecidas en el relevador, a menudo estructurado como una serie de módulos para reflejar las opciones ofrecidas a un usuario por el fabricante.

5.9.1 Tiempo de sincronización

Los disturbios grabados y los datos relacionados con el consumo de energía requieren una etiqueta de tiempo, que sirvan a cualquier propósito útil. Aunque un reloj interno estará presente normalmente, este es de precisión limitada y usar estos relojes para proporcionar información del tiempo puede causar problemas si los disturbios grabados tienen que ser correlacionados con grabaciones similares de otras fuentes para obtener un panorama completo del evento. Muchos relevadores numéricos tienen la facilidad para sincronizarse en tiempo con un reloj externo. El estándar normalmente usado es una señal IRIG-B, que puede ser derivada desde un número de fuentes, siendo la última desde un sistema satelital GPS.

5.10 ACONDICIONAMIENTO DE LAS SEÑALES DIGITALES

El acondicionamiento de una señal consiste en prepararla para ser procesada por los algoritmos de aplicación. Los circuitos de corriente, tensión, control, potencia, y comunicaciones deben ser acondicionados para que se comporten apropiadamente dentro del ambiente hostil de la subestación. En el caso de los procesos de los relevadores de protección, esto implica sobre todo el filtrado digital y la disminución de la amplitud de las señales de entrada (figura 5.5), con menos frecuencia, la correlación o la determinación de las componentes simétricas. Los filtros permiten el paso de las partes de la señal en una banda de frecuencia particular, y evitan el paso, o atenúan lo más posible, el resto de las partes de la señal.

Existen tres criterios básicos para valorar el funcionamiento de los filtros digitales usados en protección y en aplicaciones de control:

1. La transmisión de los componentes deseados de la señal con precisión adecuada y la eliminación eficiente de todo el ruido.
2. La estabilización rápida de la señal de salida después de un cambio dinámico de la señal de entrada
3. El uso mínimo de la capacidad de procesamiento, es decir un mínimo de cálculos.

Las técnicas de acondicionamiento de señal requeridas para los relevadores digitales a este respecto, pueden ser las mismas técnicas bien probadas en otros diseños de relevadores de estado sólido. Algunas de estas técnicas se resumen más abajo.

El aislar las señales analógicas en los circuitos de corriente y tensión se obtiene en forma más económica usando transformadores magnéticos auxiliares. Amplificadores para aislamiento (ópticos y magnéticos) han sido aplicados en los sistemas de CA, y son requeridos para aislar las mediciones de CD.

Los aisladores ópticos proporcionan aislamiento galvánico entre los contactos de entrada y las líneas de entrada del procesador. Se tienen disponibles algunos aisladores con histéresis para agregar inmunidad al ruido. El filtraje en la parte de entrada se realiza en forma usando redes RC formadas con la resistencia limitadora de corriente y capacitores. El aislamiento de los contactos de salida se proporciona en forma robusta y económica con relevadores electromecánicos.

Los circuitos de la fuente de poder se pueden proteger con filtros LC, que consiste de una o más bobinas y capacitancias a tierra.

La única área nueva que requiere consideración son las interfaces de datos. Una solución conceptual simple es utilizar fibra óptica para todas las comunicaciones de datos. Sin embargo, como las interfaces de comunicación de datos son metálicas, tales como las EIA RS-232-C, son las de uso más difundido, las hace deseables para aplicarlas a los relevadores digitales.

Independientemente de esta previsión, los transitorios pueden inducir sobretensiones en los cables que llevan los datos, así que es una buena práctica proteger las interfaces dentro del relevador. Una solución muy efectiva es utilizar un filtro paso bajas que tenga una frecuencia de corte arriba del ancho de banda de los datos.

Los estándares para la inmunidad a la RF (radio frecuencia) están bajo consideración, y los fabricantes están usando actualmente pruebas para asegurar la inmunidad a la RF producida por trans-receptores y otras fuentes. Desde el punto de vista del diseño, la línea frontal de protección contra todas las fuentes de interferencia electromagnética (IEM) consiste en derivar a tierra, utilizando capacitores, todas las terminales del relevador. Para que esto sea efectivo, los capacitores de desvío deben ofrecer una baja inductancia parásita, y estar instalados directamente en las terminales con una longitud de sus terminales lo más corta posible. Los capacitores deben conectarse a tierra vía una muy baja impedancia de tierra, proporcionada por un panel conductor, soleras de cobre amplias o planos de tierra, o una combinación de estas.

5.11 ALGORITMOS PARA LA PROTECCIÓN DIGITAL

Los algoritmos utilizados en protección generalmente se ajustan a una de las dos estructuras típicas mostradas en la figura 5.8. La primera (figura 5.8a) se basa en el hecho de que los valores de las variables de entrada y sus relaciones mutuas (por ejemplo, amplitudes, frecuencias, potencia real y aparente) se determinan en forma numérica. Las señales resultantes se procesan para averiguar si sus amplitudes exceden un limite previamente impuesto (valor pico), o si la amplitud de una es mayor o menor que la otra, o bien para averiguar si la condición de disparo definida por la característica de operación de un relevador de impedancia fue satisfecha.

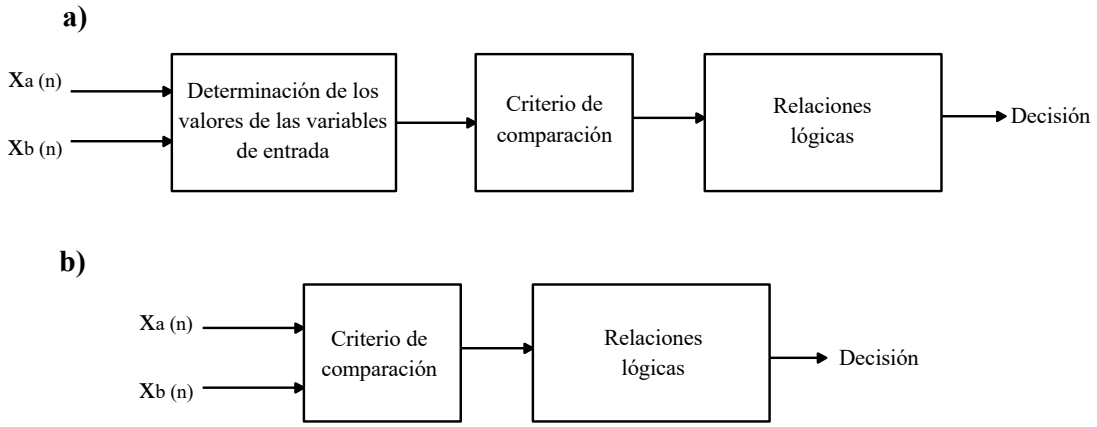


Fig. 5.8 Estructuras típicas de los algoritmos de medición para aplicaciones en protección

En las partes subsecuentes de la estructura, se supervisan las relaciones lógicas entre las señales. La diferencia de los procesos que se realizan en estructuras digitales y en estructuras analógicas, radica en que las estructuras digitales pueden medir las variables de entrada y las señales internas se procesan digitalmente. La segunda estructura mostrada en la figura 5.8b se utiliza generalmente en relevadores de protección analógicos los cuales no establecen valores numéricos de las variables de entrada y sus relaciones, sino simplemente comparan las amplitudes con una referencia para decidir si las condiciones de disparo son satisfechas o no. Los diseños prácticos de los dispositivos de protección digital son frecuentemente de la primera forma.

5.11.1 Estructuras Lógicas para Protección Digital

Una de las ventajas más directas de los dispositivos de protección digitales programables es la facilidad con la cual las condiciones y las relaciones lógicas pueden ser comprobadas. Como una consecuencia del gran volumen de datos y criterios lógicos que los dispositivos digitales modernos pueden procesar ha sido posible ampliar la información intercambiada entre la unidad protegida y los dispositivos de protección y así incrementar la velocidad y la precisión para detectar y ubicar la falla y también ha permitido que la unidad de protección se haga cargo de nuevas tareas. La estructura lógica de los dispositivos y sistemas de protección complejos se puede dividir en las siguientes áreas funcionales:

- Detección inicial de la falla.
- Determinación de sí la falla está en la zona de protección asignada.
- Ajuste de la zona de protección para adecuar el estado del sistema, por ejemplo, la reducción de la primera zona de un relevador de distancia, después del primer intento de auto recierre.

- Selección de la fase o fases falladas.
- Intercambio de datos con otros dispositivos o sistemas de protección, por ejemplo, con un relevador de protección en el extremo opuesto de la línea.
- Control del disparo y comunicación con el personal de operación.
- Auto-verificación automática.

6.2.2 Protección de falla de tierra restringida

Éste relevador proporciona detección de fallas internas a tierra a través del elemento de protección de Falla a Tierra Restringida (REF por sus siglas en inglés). Las entradas del devanado 4 son usadas para introducción del TC conectado al neutro. La corriente de operación es derivada de la corriente de secuencia cero calculada para el devanado protegido. Un elemento direccional determina si la falla es interna o externa. El disparo es supervisado por los umbrales de corriente de secuencia cero y un ajuste de corriente restringida de secuencia positiva. La función REF es aplicable solo para transformadores con conexión en Y. Ya que las entradas del devanado 4 son usadas para el TC conectado al neutro, sólo tres de las entradas de devanado pueden ser usadas para propósitos de protección diferencial normal o sobrecorriente.

6.2.3 Protección de sobrecorriente

Proporciona elementos de sobrecorriente no direccional para cada devanado:

- Sobrecorriente de fase: Tres niveles instantáneos; tiempo definido; tiempo inverso
- Sobrecorriente de secuencia cero: Instantáneo; tiempo definido; tiempo inverso
- Sobrecorriente de secuencia negativa: Instantáneo; tiempo definido; tiempo inverso

Además el SEL-387 tiene una función especial de sobrecorriente:

- Sobrecorriente combinada (Tiempo inverso, fase y tierra), de las corrientes de los devanados 1 y 2 y devanados 3 y 4.

Los ajustes del punto de operación del elemento de sobrecorriente y las curvas características de operación son independientes de los ajustes del elemento diferencial.

6.2.4 Entradas optoaisladas programables y contactos de salida

El SEL-387 está equipado con ecuaciones de control de SEL (Schweitzer Engineering Laboratories) que permiten diseñar un esquema de control. Las funciones de las ecuaciones de control de SEL incluyen temporizadores independientes, disparos, reportes de eventos, y control de los contactos de salida del relevador.

6.3 FUNCIONES DE MEDICIÓN

El relevador SEL-387 proporciona la información de medición en varios formatos de informe para cada uno de las 4 entradas de corriente de devanados trifásicos y para los 3 elementos diferenciales.

Las cantidades medidas incluyen las siguientes:

- Corrientes de fase para las cuatro entradas de los devanados
- Corrientes de secuencia positiva, negativa, y cero (residual) para las cuatro entradas de los devanados
- Corrientes de operación, restricción, segunda armónica y quinta armónica para los tres elementos diferenciales.

Hay varios formatos de informe, empleando diversos grupos de las cantidades mencionadas, accesibles por las variantes del comando **METER** a través del puerto serial del relevador. Esta información está también disponible en el panel delantero del relevador vía la pantalla LCD (pantalla de cristal líquido).

Hay también una función de medición especializada, medición de armónicas. Proporciona un reporte de las magnitudes armónicas de corriente en las corrientes de las fases, desde la fundamental hasta el quinto armónico.

6.4 COMUNICACIÓN CON EL SEL-387

El relevador SEL-387 puede ser programado directamente desde el panel frontal del mismo relevador, pero resulta muy tedioso hacer los numerosos ajustes que se requieren desde ahí. Otro camino, que resulta más cómodo es por medio de una computadora, a través de un cable serial que previamente ha sido arreglado para cumplir con la configuración de comunicación requerida por el relevador. En la figura 6.1 se muestran los puertos seriales de la parte trasera del SEL-387.

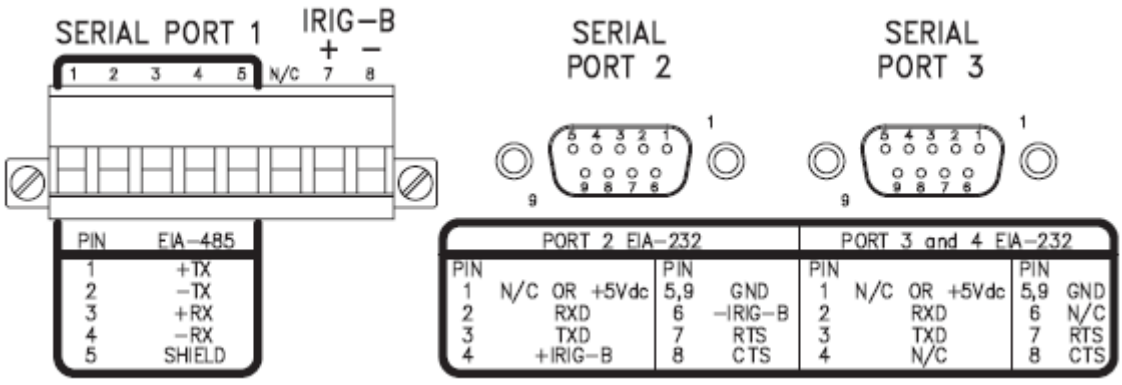


Fig. 6.1. Puertos seriales de la parte trasera del relevador

En la figura 6.2 se muestra la manera en que se conecta mediante el cable serial la computadora y el relevador.

Cabe señalar que para computadoras portátiles se requiere un cable adaptador de terminales USB a serial ya que estas computadoras ya no disponen del puerto serial DB9.

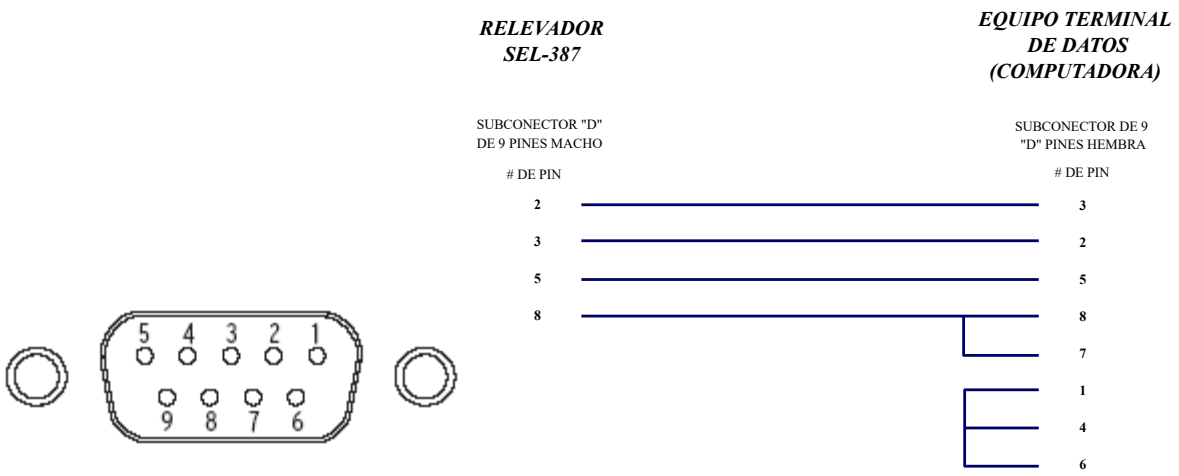


Fig. 6.2. Chasis para el conector hembra (a). Configuración del cable de comunicación del puerto seria (b)

6.5 NIVELES DE ACCESO

Una vez que se ha establecido comunicación con el relevador y aparece el indicador **"="** en la pantalla, se puede comenzar a introducir comandos en el relevador. El SEL-387 cuenta con 4 niveles de acceso desde los que se pueden introducir comandos, cada nivel (a excepción del primero), tiene una contraseña para seguridad. Cada nivel tiene permiso para poder introducir sólo comandos específicos para ese nivel. En el cuadro que sigue veremos los comandos que se pueden usar en cada nivel así como las contraseñas de acceso.

6.6 CONTRASEÑAS (PASWORDS)

NIVEL DE ACCESO	PASWORD DE FABRICA
1	OTTER
B	EDITH
2	TAIL

Tabla 6.1 Paswords

PAS <ENTER>. Se usa para ver los paswords de los niveles 1, B y 2 (sólo estando en el nivel 2).

6.7 PANEL FRONTAL

En el SEL-387 hay 16 LED's en el panel frontal, dedicados para indicar la condición de operación del relevador. A continuación se muestra una tabla con las funciones de cada LED.

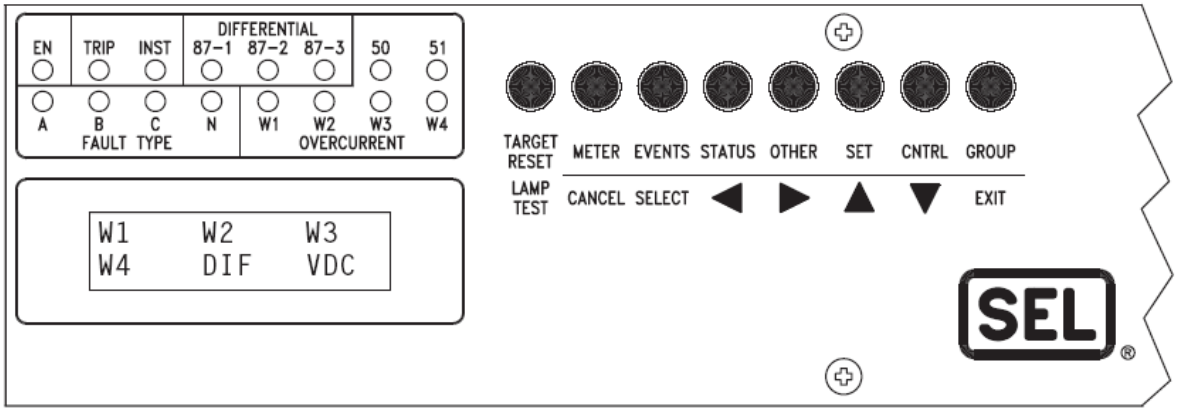


Fig. 6.3 Panel frontal del relevador SEL-387

LED	LEYENDA	DESCRIPCIÓN
1	EN	Relevador en funcionamiento
2	TRIP	Disparo del relevador
3	INST	Disparo instantáneo
4	87-1	Elemento diferencial 1 accionado en, o un ciclo después, con flanco de disparo de subida.
5	87-2	Elemento diferencial 2 accionado en, o un ciclo después, con flanco de disparo de subida.
6	87-3	Elemento diferencial 3 accionado en, o un ciclo después, con flanco de disparo de subida.
7	50	Elemento de sobrecorriente instantáneo accionado en, o un ciclo después, con flanco de disparo de subida.
8	51	Elemento de sobrecorriente por tiempo en, o un ciclo después, con flanco de disparo de subida.
9	A	Fase A involucrada en la falla.
10	B	Fase B involucrada en la falla.
11	C	Fase C involucrada en la falla.
12	N	Elemento Residual accionado en, o un ciclo después, con flanco de disparo de subida.
13	W1	Elemento de sobrecorriente en el devanado 1 accionado en, o un ciclo después, con flanco de disparo de subida.
14	W2	Elemento de sobrecorriente en el devanado 2 accionado en, o un ciclo después, con flanco de disparo de subida.
15	W3	Elemento de sobrecorriente en el devanado 3 accionado en, o un ciclo

		después, con flanco de disparo de subida.
16	W4	Elemento de sobrecorriente en el devanado 4 accionado en, o un ciclo después, con flanco de disparo de subida.

Tabla 6.2 LED's del panel frontal

6.8 ECUACIONES DE CONTROL LÓGICO

El SEL-387 tiene ajustes que pueden ser hechos mediante ecuaciones lógicas, la construcción de estas ecuaciones se realiza mediante instrucciones que están previamente definidas a las que se les llama Relay Word Bits o Bits palabra del relevador (que de ahora en adelante nos referiremos simplemente como Bits del relevador o RWB's), que son cantidades digitales que toman el valor de 0 o de 1, dependiendo se si están activadas o no, estos RWB's se pueden manejar como si se tratara de variables booleanas, utilizando operadores, de acuerdo a la tabla 6.3.

OPERRADOR	**FUNCIÓN LÓGICA**
( )	**Paréntesis**
¡	**NOT (negación)**
/	**Detección por flanco creciente**
\	**Detección por flanco decreciente**
*	**AND**
+	**OR**

Tabla 6.3 Operadores y funciones lógicas

Existe una extensa lista de RWB en el manual del SEL-387 (Anexo B), que se pueden usar para construir las ecuaciones de control. Estos RWB se pueden ajustar directamente a 0 o 1, por ejemplo se escribe en el set de ecuaciones correspondiente para activar el RWB **51P1TC**:

51P1TC = 1

Para que el elemento 51P1, que denota al elemento de sobrecorriente de tiempo inverso para el devanado 1, el RWB **51P1TC** deberá estar habilitado**;** este elemento también se puede activar o desactivar desde con el comando SET del puerto serial.

Un ejemplo de ecuación de control lógico es el siguiente:

51P1TC = IN105 * !IN106

En esta ecuación se condiciona la operación del elemento de sobrecorriente de tiempo inverso para el devanado 1 para que opere solo cuando esté activada la entrada IN105 y cuando no haya señal en la entrada IN106, este tipo de ecuaciones resultan útiles por ejemplo para controlar la operación de los elementos del relevador de manera externa con un interruptor conectado a las entradas IN105 e IN106, o desde algún sistema SCADA (Sistema de Adquisición de Datos).

El comando ***TARGET*** nos sirve para observar mediante los LED's en el panel frontal el funcionamiento de los RWB de los que hace uso el relevador en un instante determinado, siguiendo su orden en la tabla de RWB (Anexo B).

De manera que cuando se acciona un RWB se puede verificar que está operando introduciendo el comando ***TARGET*** y el RWB correspondiente.

Por ejemplo, si se quiere ver en el panel frontal el estado del RWB **87U** tenemos que teclear el comando:

TAR F 87U[1]

Y veremos que los RWB de la fila 18 de la tabla anterior están ahora representados por los LED's en panel frontal del relevador, siendo el cuarto LED de izquierda a derecha de la segunda fila de LED's el que representa el estado del elemento **87U**.

6.9 GRUPOS DE AJUSTES MULTIPLES

En el SEL-387 hay 6 grupos de ajustes, en cada grupo de ajustes hay 3 juegos de ecuaciones de control que deben ser habilitadas desde la sección de ajustes globales para cada grupo.

Cada grupo contiene lo siguiente:

- Configuración de ajustes.
- Datos generales.
- Elementos diferenciales.
- Elementos de sobrecorriente.
- Temporizadores diversos.
- Juegos de ecuaciones de control de 1 a 3.
- Lógica de disparo.
- Lógica de cierre.
- Generador de reportes de eventos.
- Lógica de contactos de salida.

Estos ajustes pueden ser visualizados o cambiados por medio de los comandos ***SHO n*** y ***SET n.*** los ajustes. Los ajustes para seleccionar de los 6 grupos, están contenidos en área de ajustes globales (comandos ***SHO G/DET G***).

6.10 REPORTES DE EVENTOS Y ARCHIVO DE EVENTOS SECUENCIALES

El SEL-387 ofrece dos estilos de reportes de eventos:

[1] Todos los comandos que se describen en este texto pueden ser utilizados en su forma abreviada usando solamente las primeras tres letras del comando y los argumentos a los cuales se refiere el comando.

- Estándar. Reportes de eventos de 15, 30, o 60 ciclos.
- Reportes de grabación o archivado de eventos secuenciales (SER).

Estos reportes de eventos contienen información sobre fecha, hora, corriente, elemento del relevador, entrada opto-aislada, y del contacto de salida del relevador que hayan sido activados en algún evento.

El relevador genera reportes de eventos para condiciones ya fijas en el relevador o programadas por el usuario. Estos reportes muestran información de 15, 30 o 60 ciclos de longitud continuos, dependiendo del ajuste global **LER.** La longitud de los datos de tamaño predeterminado contenidos en el reporte de eventos es determinado en el ajuste global **PRE**.

La cantidad de reportes de eventos que el relevador puede almacenar depende de la longitud de los reportes almacenados de acuerdo a la siguiente tabla:

Ajuste LER	Número de reportes de eventos almacenados
15	8-21
30	12-14
60	7

Tabla 6.4 Número de reportes almacenados de acuerdo con el ajuste LER

Si la memoria del relevador se llena, cuando se genere un nuevo reporte de eventos se borrará el archivo más viejo y se almacenará el más reciente.

CAPÍTULO 7

CÁLCULO DE LOS AJUSTES PARA UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA TÍPICO

A lo largo de este capítulo y en el capítulo 8 los términos ***TAP*** (derivación), ***Pickup*** (punto de operación), ***CTR*** (relación de transformación) se usan en inglés ya que los ajustes que aparecen en la computadora y que se calculan a continuación están en inglés, para no confundir a los lectores que estén manipulando el relevador y leyendo el manual al mismo tiempo.

7.1 DATOS DEL TRANSFORMADOR

Δ-Y
100 MVA
230/13.8 kV
Z = 7%
FOA

7.2 CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO INTERNO Y EXTERNO

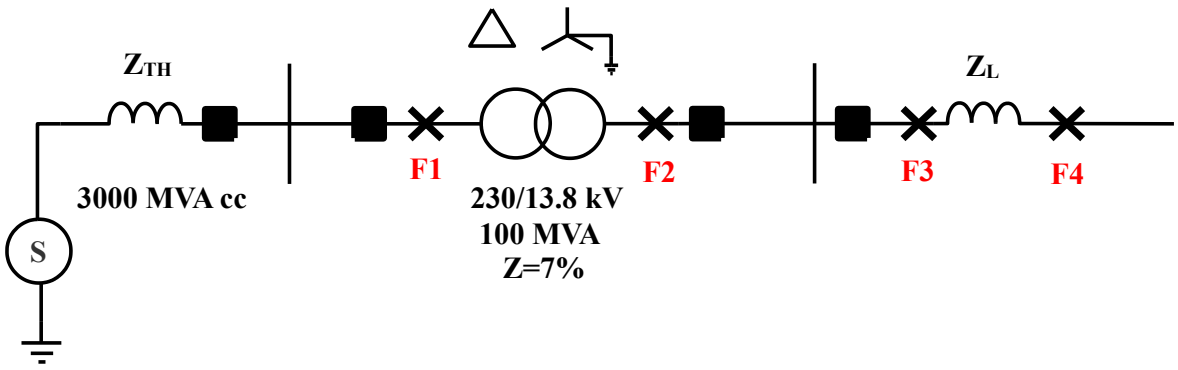


Fig. 7.1 Parámetros del sistema y del transformador

Sistema: $MVA_{CC} = 3000$
$MVA_{CC} = 30\,pu$

Línea: $Z_L = j0.6\Omega / Km$

$MVA_B = 100MVA$

$$Z_B = \frac{kV^2}{MVA} \qquad Z_{B230} = \frac{(230)^2}{100} = 529\Omega$$

$$Z_{B13.8} = \frac{(13.8)^2}{100} = 1.9044\Omega$$

$$I_B = \frac{MVA*1000}{\sqrt{3}*kV} \qquad I_{B230} = \frac{100*1000}{\sqrt{3}*230} = 251.0219A$$

$$I_{B13.8} = \frac{100*1000}{\sqrt{3}*13.8} = 4183.6976A$$

$$Z_L = \frac{0.6}{1.9044} = 0.3151pu$$

$$Z_{Th} = \frac{1}{\frac{3000}{100}} = 0.0333pu$$

En el diagrama unifilar colocamos los valores obtenidos, como lo muestra la figura 7.2:

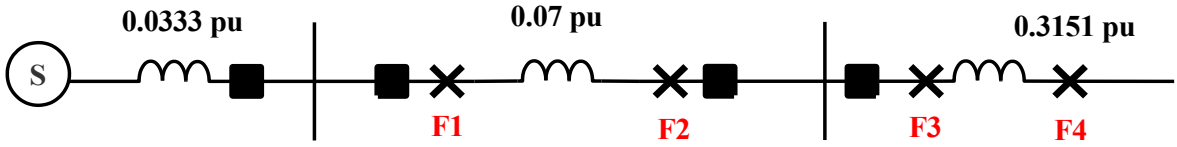


Fig. 7.2 Diagrama unifilar

$$I_{F1} = \frac{1}{0.0333} = 30pu$$

$$I_{F1} = 30*251.0219 = 7530.657A$$

$$I_{F2-F3} = \frac{1}{(0.0333+0.07)} = 9.6774pu$$

$$I_{F2-F3} = 9.6774*4183.6976 = 40{,}487.3152A$$

Suponemos la F4 a 1 Km. de distancia

$$I_{F4} = \frac{1}{(0.0333+0.07+0.3151)} = 2.3899pu$$

$$I_{F4} = 2.3899*4183.6976 = 9998.6189A$$

7.3 CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DE AJUSTE DE LA PROTECCIÓN

7.3.1 Compensación de los TC's

La compensación de los TC's que se usan en este ejemplo se hace internamente en el relevador siguiendo el proceso que se describe en la figura 7.3.

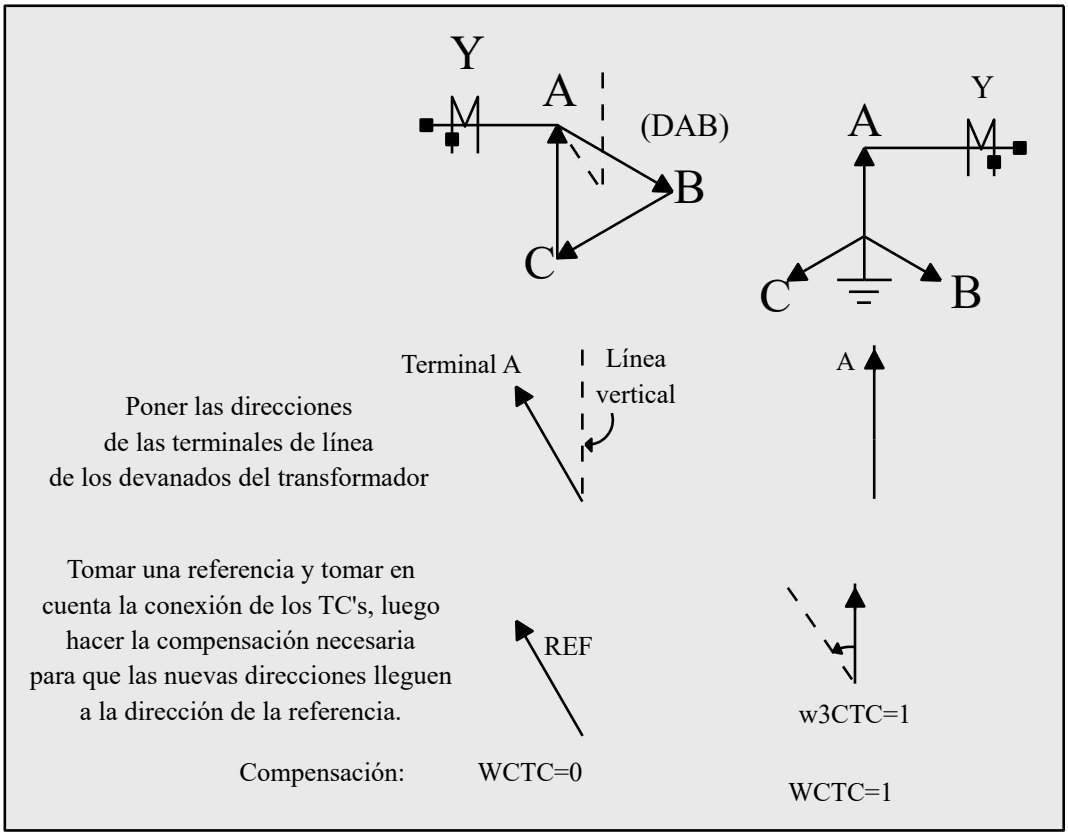


Fig. 7.3 Compensación de los TC's

7.3.2 Obtención de los valores de las derivaciones (TAPn)

Los valores de ***TAPn*** se obtienen mediante al siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{TAPn} = \frac{MVA * 100}{\sqrt{3} * VWDGn * CTRn} * C$$

Donde:

C = 1 para TC's en estrella
C = $\sqrt{3}$ para TC's en delta
VWDGn = Tensión.
CTRn = Relación de transformación.
MVA = Potencia del transformador.

Entonces:

$$\boldsymbol{TAP1} = \frac{100*1000}{\sqrt{3}*230*120}*1 = 2.09 \qquad \boldsymbol{TAP2} = \frac{100*1000}{\sqrt{3}*13.8*240}*1 = 1.74$$

$$\boldsymbol{TAP3} = \boldsymbol{TAP4} = \frac{100*1000}{\sqrt{3}*13.8*400}*1 = 10.46$$

7.3.3 Cálculo de los elementos de la protección diferencial (87T y 87TH)

La restricción es aplicada a la protección diferencial para asegurar la estabilidad en fallas externas a mismo tiempo que permite estabilidad en los ajustes de punto de operación en fallas internas. La situación es ligeramente complicada si está presente un cambiador de derivaciones y fallas en los TC's.

El ajuste del punto de operación de la corriente del elemento restringido ***O87P*** se recomienda que sea ajustado en 0.3 o 0.4 (ajuste típico), esto debido a que este valor debe ser lo pequeño para ser muy sensible pero lo suficientemente grande para evitar la operación por algún estado de error en el TC y en la corriente de excitación del transformador.

$$087P_{MIN} \geq \frac{(0.1*I_N)}{TAP_{MIN}}$$

$$087P_{MIN} \geq \frac{(0.1*5A)}{1.74} = 0.2874$$

Por lo tanto el valor 0.3 está bien dado en este caso

7.3.3.1 Pendientes de restricción

Una doble pendiente, o aplicación diferencial de porcentaje-variable, aumenta la sensibilidad en la región donde el error de TC es menor e incrementa la seguridad en la región de corrientes grandes donde el error de TC es más grande. Nosotros debemos definir ambas pendientes, además del límite de la pendiente 1 o punto ***IRS1***, donde ***SLP1*** y ***SLP2*** se intersecan.

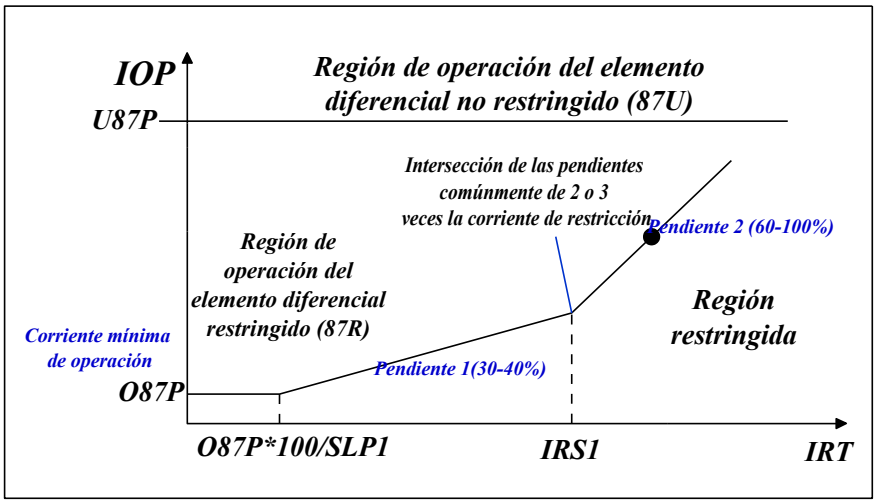


Fig. 7.4 Curva característica de la protección diferencial

Para el cálculo de las pendientes de restricción de operación hay que tomar en cuenta los siguientes criterios:

- **Pendiente 1 (SLP1)**
  - Ajuste para acomodar +/- 10% de imprecisiones de los TCs
  - Se usa para corrientes <2 o 3 veces la nominal
  - Ajuste típico para 30 o 40% (se puede ajustar abajo para transformadores sin cambiador de derivaciones (LTC.)

SLP1 = pendiente inicial, empezando en el origen e interceptando al ajuste ***O87P*** de la curva en el punto ***IRT = O87P*100/SLP1***.

- **"Punto de quiebre" de la Pendiente 2 (IRS1)**

- ***IRS1***=3.0 ***IRS1*** es el límite de la pendiente 1, es la corriente de restricción en múltiplos del ***TAP*** (este ajuste comúnmente se ajusta a 2 o 3 veces el valor de la corriente de operación, en el caso del SEL-387 se recomienda que sea en 3).

- Este ajuste se usa para desensibilizar el elemento contra replicación inexacta de las corrientes debido a saturación de los TCs

- **Pendiente 2 (SLP2)**

Ajustar típico entre 60 y 100%.
- Evita que el relevador opere equivocadamente ante fallas externas con saturación de TC.

- **Restricción por Energización ó Inrush (2ª armónica)**

- Ajuste típico entre y 10 y 15%.

- **Restricción por Sobreexcitación (5ª armónica)**

- Ajuste típico a 30%.
- Eleva el punto de operación del 87T a 0.6pu durante sobreexcitación.

7.3.3.2 Cálculo del elemento U87P

El propósito del elemento ***U87P*** (también conocido como ***87TH***) es reaccionar rápidamente a niveles de corriente muy severas que claramente indican una falla interna, sólo responde a la frecuencia fundamental y no es afectado por los ajustes de ***SLP1, SLP2, IRS1, PCT2. PCT5 o IHBL.***

Los elementos no restringidos ***87Un (87U1, 87U2, 87U3)*** y los restringidos ***87Rn (87R1, 87R2, 87R3)*** de manera combinada conforman el elemento Diferencial del relevador (alarmas ***87-1, 87-2, 87-3***).
Los elementos no restringidos ***87Un*** comparan la cantidad de ***IOP*** con el valor del ajuste de (***U87P***), típicamente arriba de 10 veces el ajuste ***TAP*** y dispara si este nivel se excede. Los elementos ***87Un*** están combinados para formar el elemento ***87U***.

Este valor se debe ajustar arriba de la máxima corriente posible de energización.
Se pueden usar los datos capturados durante energizaciones para dar un ajuste más fino.

7.3.3.3 Cálculo de la protección de fallas de tierra restringida (87RG)

El ajuste ***E32I*** es una ecuación lógica con la que se habilita o inhibe la protección ***87GR***, (por ejemplo **1** para habilitar permanentemente este elemento).

El ajuste ***32IOP*** le dice al relevador cuál de los devanado o combinación de los devanados debe ser usado en el cálculo de la corriente residual que debe utilizarse en la operación del elemento diferencial, (por ejemplo 1 para relacionar el TC del neutro con el TC del devanado conectado a la entrada del relevador **1**).

El factor de restricción de la corriente de secuencia positiva en el devanado ***n*** debe ser mayor que ***a0*** (el ajuste ***a0*** es un factor de escalamiento que por lo menos se ajusta a 10 para habilitar el elemento ***REF*** [Falla a tierra restringida] sólo si la componente de corriente secuencia 0 es ***a0*** veces mayor que la componente de secuencia positiva, lo cual es indicador de una clara falla de fase a tierra) veces la corriente de secuencia positiva en la entrada: ***a0*\|I1Wn\|<\|I0Wn\|*** *(I1Wn e I0Wn son ajustes que corresponden a las corrientes de secuencia positiva y cero respectivamente en el devanado n)* . Esta supervisión proporciona seguridad contra falsas ***I0*** (corrientes de secuencia 0) que pueden ocurrir cuando los TC's se saturan durante fallas trifásicas severas.

El ajuste ***50GP*** debe ser ajustado siguiendo el valor mayor que resulte de los dos criterios siguientes:

1. $50GP\min \geq 0.05 * Inom * \frac{CTR\max}{CTR4} = 0.05 * 5 * \frac{1200}{40} = 7.5$

2. 0.1* I*nom*=0.1*5A=0.5

7.3.4 Cálculo de los elementos de la protección de sobrecorriente instantáneo (50) y sobrecorriente de tiempo inverso (51)

Para los devanados de fase los valores de punto de operación (pickup) se calculan:

$$I_{OPERACIÓN} = \frac{1.5 * Inom}{CTR}$$

Para el devanado de tierra, el valor de corriente de operación se determina con el desequilibrio máximo, generalmente alrededor del 20%.

$$I_{OPERACIÓN} = \frac{0.2 * Inom}{CTR}$$

Para el cálculo de la protección 51, la corriente de ajuste en el relevador se calcula:

$$I_{AJUSTE} = \frac{I_{PICKUP}}{1.5}$$

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE										
	Elementos de tiempo definido		Elementos instantáneos						Elementos de tiempo inverso	
Fase (Ia,Ib,Ic)										
Devanado 1	50P11P	20	50P12P	OFF	50P13P	0.5	50P14P	4	51P1P	4
Devanado 2	50P21P	OFF	50P22P	OFF	50P23P	0.5	50P24P	3.5	51P2P	3.5
Devanado 3	50P31P	7	50P32P	OFF	50P33P	0.5	50P34P	4	51P3P	4
Devanado 4	50P41P	20	50P42P	OFF	50P43P	0.5	50P44P	4	51P4P	4
Combinado (Devanados 1 y 2)									51PC1P	4
Secuencia negativa (IQ = 3I2)										
Devanado 1	50Q11P	OFF			50Q12P	OFF			51Q1P	6
Devanado 2	50Q21P	OFF			50Q22P	OFF			51Q2P	5.25
Devanado 3	50Q31P	OFF			50Q32P	OFF			51Q3P	OFF
Devanado 4	50Q41P	OFF			50Q42P	OFF			51Q4P	6
Secuencia cero (IR = Ia+Ib+Ic)										

Devanado 1	50N11P	OFF	50N12P	OFF	51N1P	OFF
Devanado 2	50N21P	OFF	50N22P	OFF	51N2P	OFF
Devanado 3	50N31P	OFF	50N32P	OFF	51N3P	OFF
Devanado 4	50N41P	OFF	50N42P	OFF	51N4P	OFF
Combinado (Devanados 1 y 2)					51NC1P	1.9
Combinado (Devanados 3 y 4)					51NC2P	OFF

Tabla 7.1 Ajustes de la protección de sobrecorriente

El tiempo de operación para los elementos de tiempo inverso se calculan como se muestra en el anexo C. Los ajustes adicionales para dichos elementos son:

Ajuste de la curva(U1-U5 US, C1-C5 IEC)[1]:
51PnC, 51QnC, 51NnC = U2

Ajuste del tiempo de Dial (0.5-15.0 US, 0.05-1.0 IEC)[1]:
51P1TD = 3
51Q1TD = 3
51N1TD = 1

51P2TD = 3.5
51Q2TD = 3.5
51N2TD = 1

51P3TD = 1.3
51Q3TD = 3
51N3TD = 1

51P4TD = 3
51Q4TD = 3
51N4TD = 1

Ajuste de reestablecimiento electromecánico (Y,N):
51PnRS, 51QnRS, 51NnRS = Y

Para el elemento de sobrecorriente de tiempo definido el retraso se ajusta dentro del rango de 0-1600 ciclos:

50P11D = 5
50P21D = 5
50P31D = 0
50P41D = 5

[1] Ver anexo C

CAPÍTULO 8

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

8.1 OBJETIVO

Que los alumnos puedan proporcionar al relevador los parámetros o ajustes necesarios para que el relevador opere satisfactoriamente

8.2 ANTECEDENTES

8.2.1 Modos de falla de los transformadores de potencia

Los transformadores de potencia, siendo estáticos, totalmente cerrados, y sumergidos en aceite, presentan fallas sólo en raras ocasiones, pero las consecuencias pueden ser graves si el transformador no se desconecta rápidamente del sistema.

Las fallas internas y externas que amenazan a todas las clases de transformadores de potencia son:

Fallas internas	**Fallas externas**
• Cortocircuitos entre devanados • Cortocircuitos entre espiras • Fallas a tierra • Falla del cambiador de taps • Fugas de aceite en el tanque del transformador	• Fallas entre fases en el sistema de potencia • Fallas a tierra en el sistema de potencia • Sobrecarga • Sobre excitación (sobreflujo)

Tabla 8.1 Fallas en los transformadores

8.2.2 Protección de transformadores de potencia

Las protecciones que se suelen disponer en los grandes transformadores son de cuatro tipos:

- Térmicas
- De detección y análisis de gases, y de presión de aceite
- Protección diferencial
- Otras protecciones eléctricas

Las dos primeras generalmente forman parte del propio transformador, pero las otras están constituidas por equipos eléctricos totalmente independientes del transformador.

La protección depende entre otras cosas de la capacidad nominal del transformador. También tiene influencia el número de devanados, método de conexión la tierra, etc. No hay, por lo tanto, soluciones uniformes estándar, pero si soluciones que se utilizan con frecuencia en la práctica.

Un sistema de protección básico integrado para un transformador con una capacidad de unas decenas de MVA es:

La protección principal para detectar fallas entre fases es la protección diferencial con polarización apoyada por el relevador de Buchholz. La protección de sobre corriente de tiempo sirve como respaldo y las sobrecargas son detectadas por la protección contra sobrecargas. Un dispositivo medidor de temperatura envía señales a los instrumentos reguladores de temperatura para que el aceite no exceda la temperatura máxima permitida.

8.3 CARACTERÍSTICAS DE RELEVADOR SEL-387-0

8.3.1 Funciones incluidas en el relevador SEL-387-0

- Elemento de protección diferencial.
- Elemento de protección de sobrecorriente instantáneo, de tiempo definido y de tiempo inverso.
- Elemento de protección de sobrecorriente residual, de secuencia negativa.
- Elemento de falla a tierra restringida.
- Elemento se sobrecorriente combinado
- Función de auto monitoreo.
- Generación y archivo de reportes de eventos secuenciales 15, 30 o 60 ciclos.
- Restricción de disparo por 2da. y 5ta. Armónica.
- Cuatro grupos de ajustes.
- Sincronización de tiempo IRIG-B.
- Función de control lógico de elementos externo

8.3.2 Características adicionales

- 6 Entradas optoaisladas programables.
- 7 Contactos de salida y un contacto de alarma programables.
- 12 Entradas analógicas de corriente para proteger dispositivos de hasta cuatro terminales.
- Fácilmente programable desde una computadora o desde el panel frontal del relevador
- 3 Puertos de comunicación seriales RS-232.
- 1 Puerto serial RS-485.
- Almacenamiento de hasta 21 eventos.
- Curvas de sobrecorriente ANSI e IEC.
- Entradas desde el TC de 1 y 5 A nominales.
- Puerto de sincronización IRIG-B
- Operación en 50 o 60 Hz

8.4 DESARROLLO

8.4.1 Presentación del relevador (Frente, posterior, entradas, salidas, puertos, pantalla, botones)

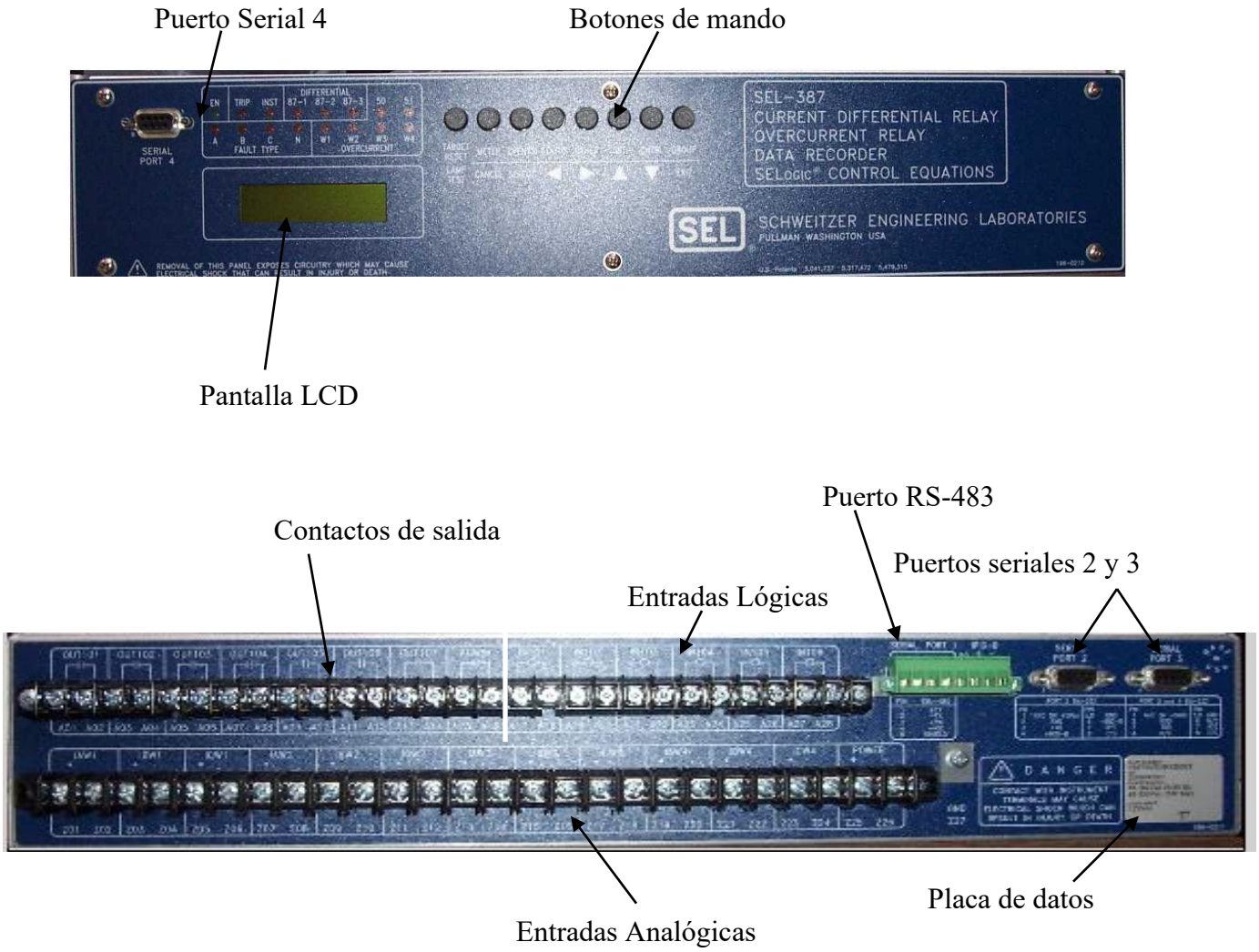


Fig. 8.1 Panel frontal y parte trasera del relevador

8.4.2 Conexión de la computadora portátil y comunicación con el relevador

La conexión de la computadora a una de las terminales del puerto 2, 3 o 4 del relevador se realiza por medio de un cable serial modificado de acuerdo a las especificaciones del relevador.

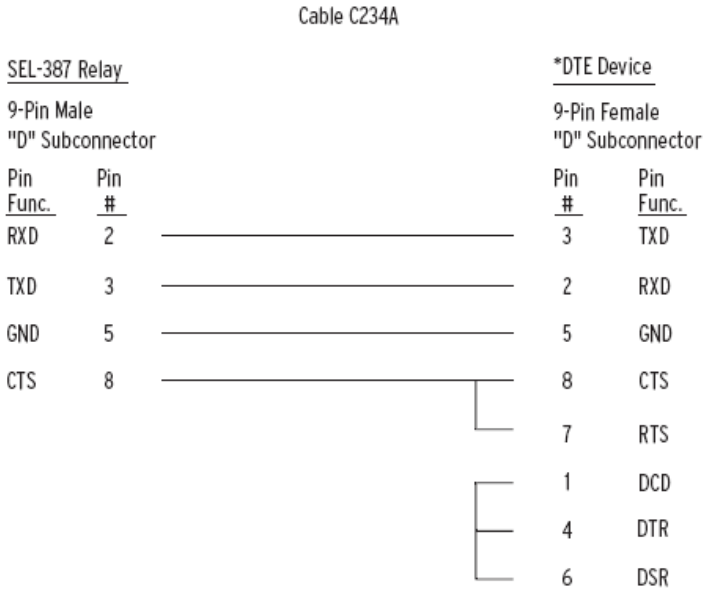


Fig. 8.2 Cable C234A

Para establecer la comunicación de la computadora con el relevador hay que seguir los siguientes pasos:

1. Conectar el cable serial al puerto 1 de la computadora y a uno de los puertos (2, 3 o 4) seriales del relevador.*



* En el caso de computadoras portátiles además del cable serial modificado se requiere un cable adaptador de terminal serial a USB ya que las computadoras portátiles no disponen de puerto serial.

Fig. 8.3 Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 1)

2. Encender el relevador y la computadora.

3. En el menú **INICIO,** seleccionar **TODOS LOS PROGRAMAS,** después **ACCESORIOS**, posicionarse en **COMUNICACIONES,** y acceder a la opción **HYPERTERMINAL.**

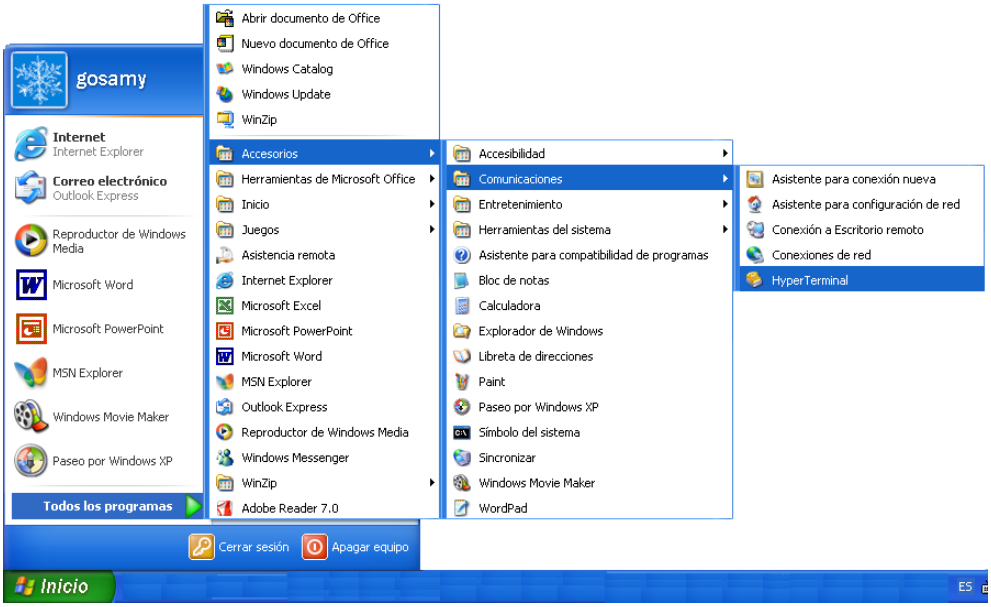


Fig. 8.4 Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 3)

4. Aparecerá la siguiente pantalla para elegir un icono y establecer un nombre.

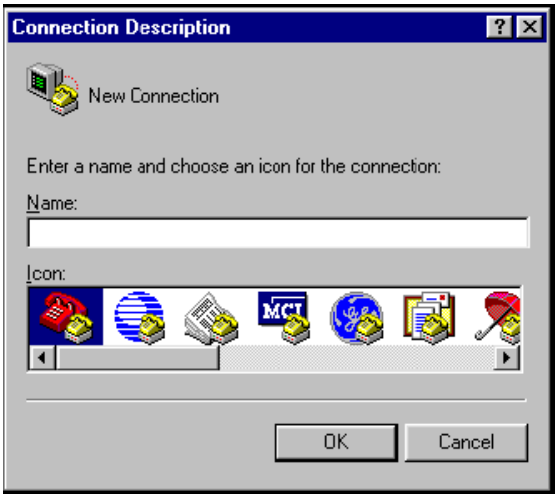


Fig. 8.5 Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 4)

5. En esta pantalla se determina por qué puerto se hará la conexión.



Fig. 8.6 Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 5)

6. Después seleccionar los siguientes parámetros en la pantalla mostrada:

2400 Baud por segundo, 8 Bits de datos (Data Bits), 1 Bit de paro (Stop Bit), None paridad (parity)

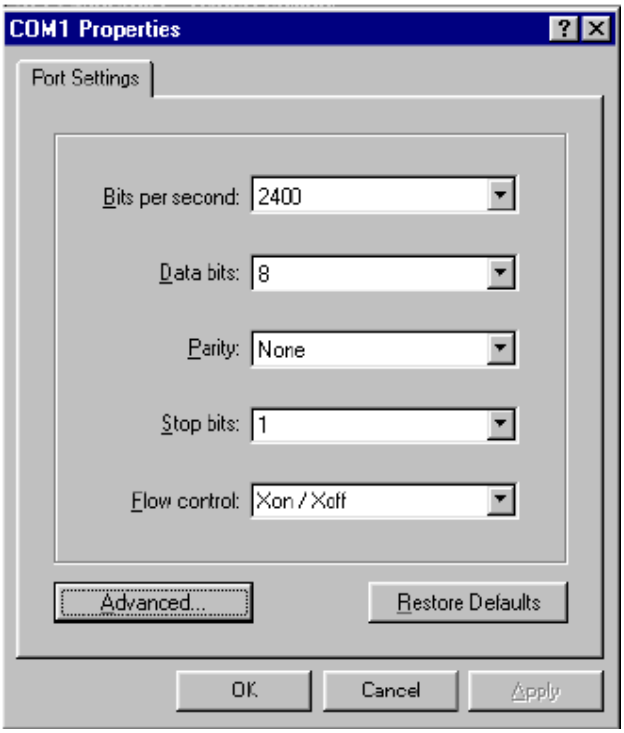


Fig. 8.7 Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 6)

7. Se determinan otras propiedades de la conexión:

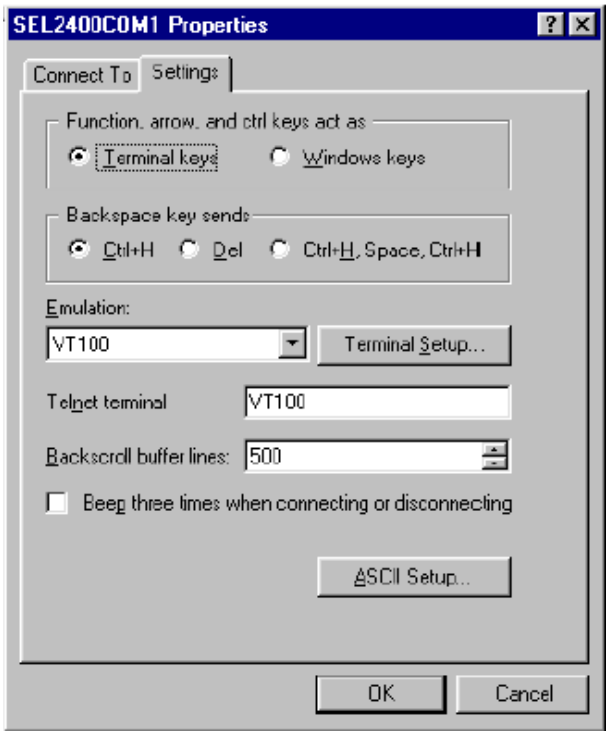


Fig. 8.8 Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 7)

8. Una vez incluidos los datos que se piden presionar **ENTER** y aparece la pantalla de comandos para el relevador (aparece el cursor = que significa que se entró al nivel 0).

```
XFMR 1                                  Date: 03/13/97    Time: 14:26:22.324
STATION A
SEL-387
=
```

Fig. 8.9 Conexión del SEL-387 con la computadora (paso 8)

El cursor cambia de acuerdo al nivel (ver tabla 8.2).

Nivel de acceso	Cursor	Comandos
0 (el nivel más bajo)	**=**	**0**
1	**=>**	**0,1**
B	**= =>**	**0, B**
2 (el nivel más alto)	**=>>**	**0, 1, B, 2**

Tabla 8.2 Cursor y comandos de acuerdo al nivel de acceso

Para acceder al nivel 1 teclea el comando **ACC <ENTER>**, y entonces se te pedirá la contraseña.

Nivel a accesar	Contraseña de fábrica
1	OTTER
B	EDITH
2	TAIL

Tabla 8.3 Contraseñas de fábrica

8.4.3 Ajustes

W1CT=Y
W2CT=Y

W3CT=Y

W4CT=Y
CTR1=120
CTR2=240
CTR3=400
CTR4=400
MVA=100
ICOM=Y
W1CTC=0
W2CTC=1
W3CTC=0
W4CTC=0
VWDG1=230
VWDG2=13.8
VWDG3=13.8
VWDG4=13.8
TAP1=2.09
TAP2=1.74
TAP3=10.46
O87P=0.3
SLP1=25
SLP2=50
IRS1=3
U87P=10

PCT2=15
PCT5=35

TH5P=OFF

TH5D=N
IHBL=N
E32I=1
32IOP=1
a0=0.10
50GP=0.5

(Nota: Además los valores calculados en el capítulo anterior)

8.4.4 Pruebas

8.4.4.1 Simulación de una falla externa (Sobrecorriente)

SOBRECORRIENTE POR DEVANADO

Cada elemento de sobrecorriente de devanado que sea probado debe ser habilitado. Se habilita los elementos de sobrecorriente para cada devanado en particular con los ajustes **EOC1, EOC2, EOC3,** y **EOC4** para los devanados 1, 2, 3 y 4 respectivamente. Ajustando estos elementos a **Y** se habilitan para los devanados correspondientes. Los ajustes de punto de operación para cada elemento de sobrecorriente deben ser ajustados también a un valor de operación. Si no están ajustados a un valor y están en **OFF,** el elemento de sobrecorriente está deshabilitado.

ELEMENTOS DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEOS.

1. Ejecute el comando **SHO** mediante el panel frontal o la computadora y verifique el ajuste (**SHO 50P11P <ENTER>)** para ver el valor de operación del elemento de sobrecorriente instantáneo esperado.

2. Despliegue el RWB apropiado en la pantalla del panel frontal, ejecutando el comando **TARGET** (**TAR F 50P11 <ENTER>).** El SEL-387 ahora despliega el estado de varios elementos de sobrecorriente del devanado 1 en la fila superior de LED's del panel frontal.

3. Conecte una fuente1 de corriente de prueba como se muestra en la figura 8.10.

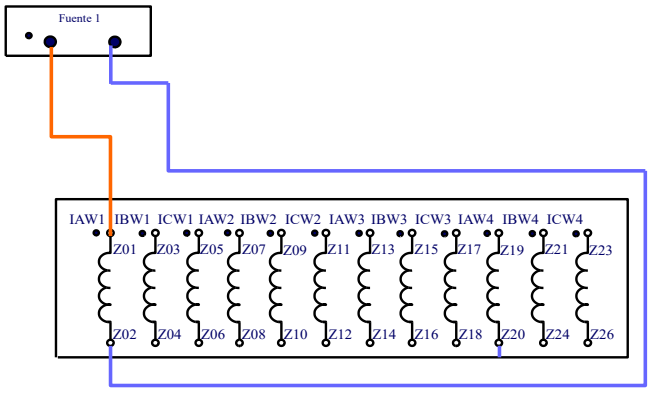


Fig. 8.10 Conexión para simulación de falla externa

4. Encienda la fuente de corriente para el devanado bajo prueba, y lentamente incremente la magnitud de la corriente aplicada hasta que el elemento apropiado se active (p. e. **50P11**), causando que el LED se ilumine (p. e. el más a la izquierda). Vea la magnitud de la corriente aplicada. Debe ser igual al ajuste punto de operación de 50P1P +/-5% del ajuste y +/-0.02 I_{NOM} (para los elementos de secuencia negativa son +/-6% del ajuste y +/-0.02 I_{NOM}

8.4.4.2 Simulación de una falla interna (Diferencial y Falla a tierra restringida)

DIFERENCIAL

El SEL-387 tiene varios componentes para su elemento diferencial. La figura 8.11, da una representación de la característica diferencial y la gráfica de cada prueba. Cada prueba sólo usa las entradas de los devanados 1 y 2. Cualquier combinación de dos entradas de devanados puede ser usada para la prueba. Los elementos diferenciales para cada devanado deben ser habilitados para cada devanado bajo prueba con los ajustes **E87W1, E87W2, E87W3,** y **E87W4**. Hay que poner cada ajuste igual a Y para habilitar los correspondientes elementos diferenciales.

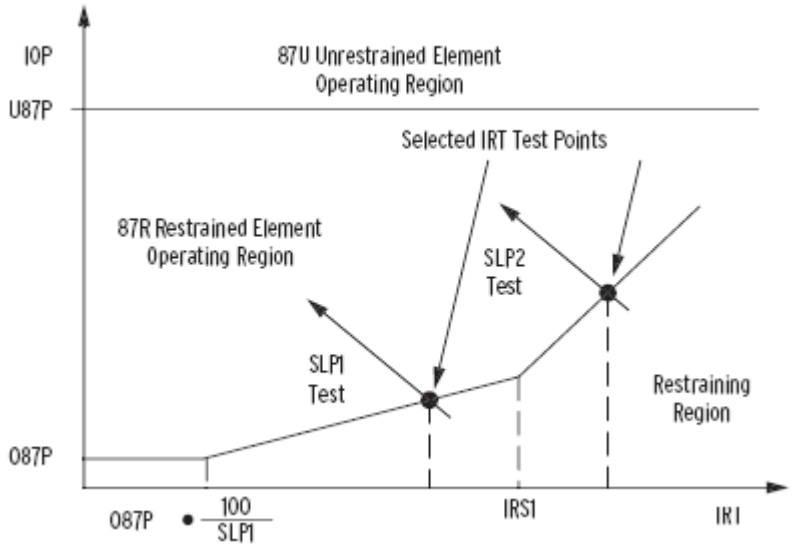


Fig. 8.11 Porcentaje de restricción de la característica diferencial

ELEMENTO DIFERENCIAL NO RESTRINGIDO (**U87P**)

1. Verifique los ajustes del punto de operación del elemento diferencial no restringido utilizando el comando **SHO (SHO U87P <ENTER>),** (Este valor está en por unidad de tap.).

2. Calcule la corriente de operación requerida para el elemento diferencial no restringida mediante la siguiente expresión:

$$pickup = U87P * TAPn * A$$

La constante de compensación A se muestra en la tabla 8.4 de acuerdo con la compensación de los TC. **W1CTC, W2CTC, W3CTC,** y **W4CTC**. Usar los correspondientes ajustes **TAPn** y **WnCTC** para el devanado bajo prueba.

WnCTC Setting	A
0	1
Odd: 1, 3, 5, 7, 9, 11	√3
Even: 2, 4, 6, 8, 10, 12	1.5

Tabla 8.4 Constante de compensación A

3. Despliegue el RWB que representa al elemento **87 U** en los LED's del panel frontal, ejecutando el comando **TARGET** (por ejemplo **TAR F 87U <ENTER>**). El SEL-387 despliega el estado de varios elementos diferenciales en la segunda fila de LED's del panel frontal. El bit **87U** es el cuarto desde la izquierda.

4. Conecte una fuente de corriente como se muestra en la figura 8.10. Encienda la fuente de corriente de prueba para el devanado bajo prueba, y lentamente incrementar la magnitud de la corriente bajo prueba aplicándola hasta que el elemento **87U** se accione. Ponga atención en la corriente aplicada. Debe igualar el valor calculado en el paso 2, +/-5% +/-0.02 I_{NOM}.

Recuerde ver el **TARget** apropiado y aplicar la corriente en el devanado correcto. La computadora desplegará las etiquetas de los LED's de izquierda a derecha cuando el comando **TAR F** sea introducido.

ELEMENTO DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL RESTRINGIDO.

1. Verifique el ajuste de punto de operación esperado para el elemento diferencial restringido, ejecutando el comando **SHO** (**SHO 087P <ENTER>**). Este valor está en múltiplo de tap.

2. Calcule el punto de operación esperado para el elemento **87R**:

$$pickup(87R) = O87P * TAPn * A$$

La constante de compensación A se muestra en la tabla 8.4 de acuerdo con la compensación de los TC's W1CTC, W2CTC, W3CTC, y W4CTC. Usar los correspondientes ajustes **TAPn** y **WnCTC** para el devanado bajo prueba.

3. Despliegue el RWB que representa al elemento **87 R** en los LED's del panel frontal, ejecutando el comando **TARGET** (por ejemplo **TAR F 87R <ENTER>**). El SEL-387 despliega el estado de varios elementos diferenciales en la segunda fila de LED's del panel frontal. El bit **87R** es el que está más a la derecha.

4. Conecte una fuente de corriente como se muestra en la figura 8.10. Encienda la fuente de corriente de prueba para el devanado bajo prueba, y lentamente incrementar la magnitud de la

corriente bajo prueba aplicándola hasta que el elemento **87R** se accione. Ponga atención en la corriente aplicada. Debe igualar el valor calculado en el paso 2, +/-5% +/-0.02 I_{NOM}.

Recuerde ver la alarma apropiada y aplicar corriente al devanado correcto. La computadora desplegará las etiquetas de los LED's de izquierda a derecha cuando el comando **TAR F** sea introducido.

SLP1 UMBRAL DIFERENCIAL RESTRINGIDO.

1. Verifique los ajustes de la característica diferencial y ajuste la compensación de los devanados, ejecutando el comando **SHO TAP1 <ENTER>** para verlos ajustes (**TAPn**), el porcentaje 1 de pendiente de restricción (**SLP1**), el porcentaje 2 de pendiente de restricción (**SLP2**), el ajuste del límite de la pendiente de corriente de restricción 1 (**IRS1**), y el ajuste del punto de operación mínimo **O87P**.

2. Ejecute el comando **SET W1CTC <ENTER>** y ajuste los **WnCTC** para dos de los cuatro devanados para que usen el mismo valor de compensación (0, 1, … , 12). Guarde los ajustes.

Despliegue los RWB apropiados en los LED's del panel frontal, ejecutando el comando **TARGET** (p. e. **TAR F 87R <ENTER>**). El SEL-387 ahora despliega el estado de varios elementos diferenciales en la segunda fila de LED's del panel frontal. El bit **87R** es el LED que está más a la derecha.
3. Seleccione un punto de prueba en la curva diferencial de porcentaje de la figura 8.12.

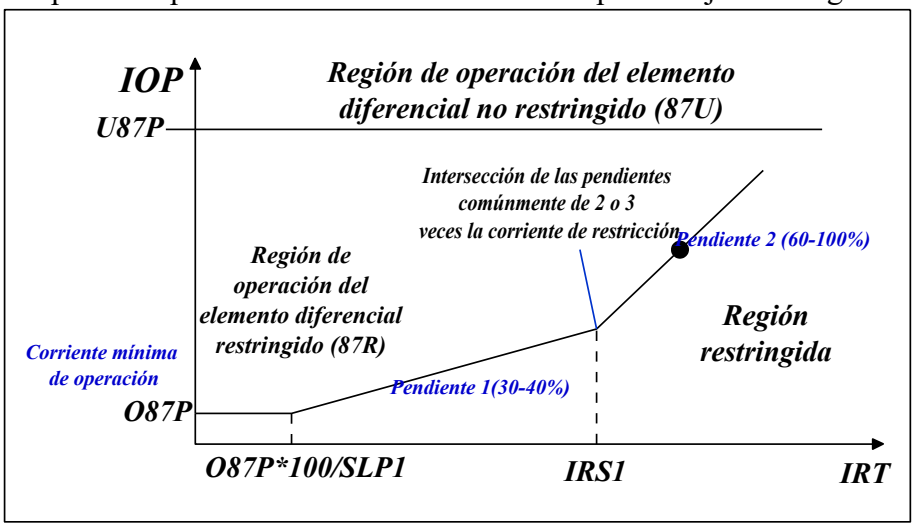


Fig. 8.12 Curva del elemento diferencial restringido

Decida donde se quiere cruzar la característica diferencial al eligiendo un valor de restricción **IRT** que es una línea vertical en la gráfica.
Ya que esta prueba es para el umbral de **SLP1**, seleccione un punto sobre el punto de intersección de **O87P** y debajo de **IRS1**. Si **SLP2=OFF, IRS1** y **SLP2** no son funcionales.

El valor de **IOP** corresponde a la selección de **IRT** igual a lo siguiente:

$$IOP = \frac{SLP1}{100} * IRT$$

Tanto **IRT** como **IOP** son múltiplos de tap.

Calcule la corriente esperada para el devanado 1 y devanado 2, en el umbral **SLP1** del elemento diferencial restringido para el punto de prueba seleccionado arriba. La corriente de prueba para el devanado 1 se calcula usando la siguiente fórmula:

$$IAW1 = IRT * \left(1 + \frac{SLP1}{200}\right) * TAPn * A$$

La corriente de prueba para el devanado 2 se calcula usando la siguiente fórmula:

$$IAW2 = IRT * \left(1 + \frac{SLP1}{200}\right) * TAP2 * B$$

Las constantes A y B de compensación de la conexión están basadas en los valores que se tienen en la tabla 8.4 Dado que los devanados tienen los mismos ajustes, las constantes A y B serán las mismas para ambos devanados. Las constantes deben ser usadas para alcanzar el punto exacto en la curva en que hemos basado los cálculos. Los ajustes para **TAPn** pueden ser diferentes para los dos devanados.

Calcule la corriente inicial para el devanado 2 para esta prueba.

Calcule la corriente inicial para la prueba usando la fórmula:

$$IAW2 = IAW1 * \frac{TAP2}{TAP1} * \left(\frac{B}{A}\right)$$

Esta fórmula determina la corriente necesaria para **IOP=0** dado **IAW1** calculado arriba. Conecte dos fuentes de corriente como se muestra en la figura 8.13. Encienda la fuente de corriente en la fase A del devanado 1 (**IAW1**) al valor calculado arriba, ajuste el ángulo de fase en 0°.

Encienda la fuente de corriente en la fase A del devanado 2 (**IAW2**) en el valor calculado arriba, ajustar el ángulo de fase en 180°. Lentamente decrementar la magnitud de **IAW2** hasta que el elemento **87R1** se accione.

Use **87R2** cuando se inyecte corriente en la fase B y **87R3** cuando se pruebe la fase C. Ponga atención en la magnitud de la corriente aplicada. Debe ser igual al valor de la corriente calculada en el paso 4 +/-5% +/-0.02 I_{NOM}.

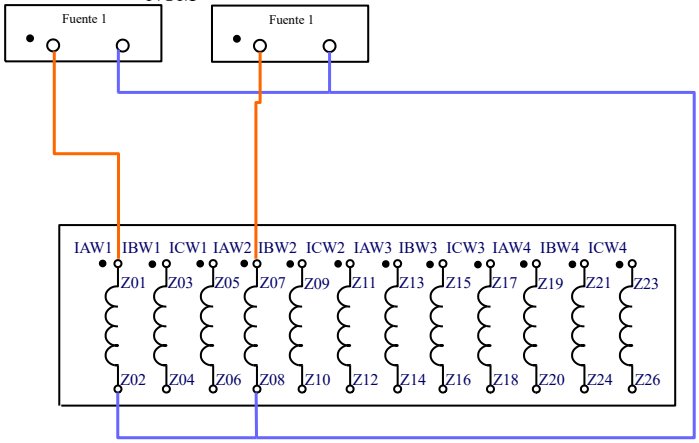


Fig. 8.13 Conexión para dos fuentes de prueba de corriente

Nota: **IRS1** debe ser mayor que:

$$\frac{100}{SLP1} * 087P7$$

Si **SLP2** no está ajustado en **OFF**.

SLP2 UMBRAL DIFERENCIAL RESTRINGIDO 2

1. Verifique los ajustes de la característica diferencial y ajuste la compensación de los devanados, ejecutando el comando **SHO TAP1 <ENTER>** para verlos ajustes (**TAPn**), el porcentaje 1 de pendiente de restricción (**SLP1**), el porcentaje 2 de pendiente de restricción (**SLP2**), el ajuste del límite de la pendiente de corriente de restricción 1 (**IRS1**), y el ajuste del punto de operación mínimo **O87P**.

2. Ejecute el comando **SET W1CTC <ENTER>** y ajuste los **WnCTC** para dos de los cuatro devanados para que usen el mismo valor de compensación (0, 1, … , 12). Guarde los ajustes.

Despliegue los RWB apropiados en los LED's del panel frontal, ejecutando el comando **TARGET** (p. e. **TAR F 87R <ENTER>**). El SEL-387 ahora despliega el estado de varios elementos diferenciales en la segunda fila de LED's del panel frontal. El bit **87R** es el LED que está más a la derecha.

Seleccionar un punto de prueba en la curva de porcentaje diferencial de la figura 10.14.

Decida dónde se quiere cruzar la característica diferencial seleccionando un valor **IRT** de restricción que es una línea vertical en la gráfica. Ya que esta prueba es para el umbral **SLP2**, seleccione un punto de prueba sobre el ajuste **IRS1**.

IRT>IRS1

El valor de **IOP** que corresponde al **IRT** seleccionado es el que sigue:

$$IOP = \frac{SLP2}{100} * IRT + IRS1 * \left(\frac{SLP1 - SLP2}{100} \right)$$

Tanto **IRT** como **IOP** son múltiplos de tap.

Calcule los valores esperados de corriente para el devanado 1 y devanado 2 en el umbral del elemento diferencial restringido **SLP2** para el punto de prueba seleccionado arriba.

Calcule la corriente del devanado 1 para la prueba usando la siguiente fórmula:

$$IAW1 = \left(IRT * \left(1 + \frac{SLP2}{200} \right) + RS1 * \left(\frac{SLP1 - SLP2}{200} \right) \right) * TAP1 * A$$

Calcule la corriente del devanado 2 para la prueba usando la fórmula siguiente:

$$IAW2 = \left(IRT * \left(1 - \frac{SLP2}{200} \right) - IRS1 * \left(\frac{SLP1 - SLP2}{200} \right) \right) * TAP2 * A$$

La constante A de compensación de la conexión está basada en la tabla 8.4. Ya que los devanados tienen el mismo ajuste **WnCTC**, la constante A será la misma para ambos devanados. La constante A debe ser usada para alcanzar el punto exacto en la curva en que tenemos basados los cálculos. Los ajustes **TAPn** pueden ser diferentes para los devanados.

Calcule la corriente inicial del devanado 2 multiplicando la corriente esperada del devanado 2 calculada arriba por 110%.

IAW2 (inicial) =1.1 * IAW2 (del paso 4).

Conectar una fuente de corriente de prueba a la fase A del devanado 1 y una fuente de corriente a la fase A del devanado 2 (ver figura 8.13), decremente la corriente del devanado dos hasta que el LED apropiado se ilumine.

Conecte las dos fuentes de corriente como se muestra en la Fig. 10.15. Encienda la fuente de corriente de prueba para fase A del devanado 1 (**IAW1**) en el valor calculado arriba, ajuste el ángulo de fase a 0°.

Encienda la fuente de corriente de prueba para la fase A del devanado 2 (**IAW2**) en la corriente de inicio calculada arriba y ajuste el ángulo de fase a 180°. Lentamente reduzca la magnitud de la corriente **IAW2** hasta que el elemento 87R se accione. Ponga atención en la magnitud de la corriente aplicada. Esta debe igualar el valor calculado en el paso 4 +/-5% +/-0.02 I_{NOM}.

8.4.4.3 Simulación de corrientes de energización y sobreexcitación

BLOQUEO POR SEGUNDA ARMÓNICA.

Verifique el porcentaje de restricción por segunda armónica, ejecutando el comando **SHOW** (**SHO PCT2 <ENTER>**)y vea el porcentaje de corriente fundamental que la corriente de segunda armónica debe exceder por restricción diferencial y que **HRSTR=N**.

Despliegue el RWB apropiado en los LED's del panel frontal, ejecutando el comando **TARGET** (**TAR F 87R <ENTER>**). El SEl-387 ahora despliega el estado de varios elementos

diferenciales en la segunda fila de LED's del panel frontal. El bit **87R** es el LED que está más a la derecha.

Conecte una fuente de corriente a la entrada **IAW1**. Conecte una segunda fuente de corriente en paralelo con la primera fuente a la entrada **IAW1** como se muestra en la figura 8.14 (esta segunda fuente debe ser de frecuencia de 120Hz).

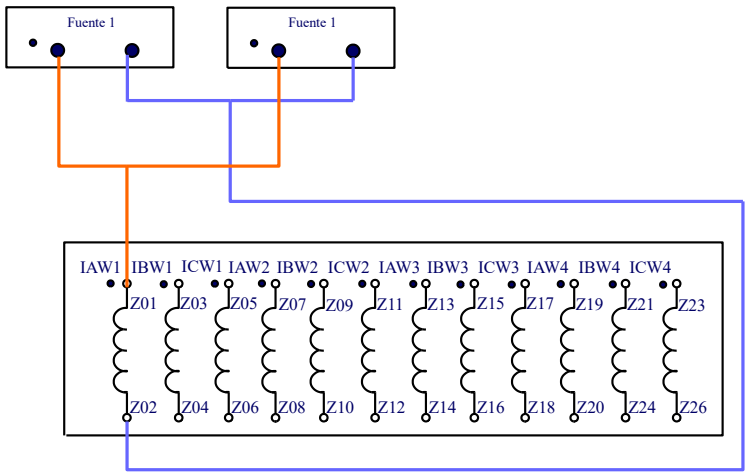


Fig. 8.14. Esquema de conexión para la prueba de restricción por armónicas

Encienda la primera fuente de corriente de prueba conectada a la entrada del devanado 1 en una corriente igual al ajuste de **TAP1** multiplicado por la constante A de conexión mostrada en la tabla 8.4. El LED 87R se iluminará una vez que la corriente sea aplicada al relevador.

Encienda la segunda fuente para la corriente de segunda armónica (120Hz). Empezando en una corriente de 0, lentamente incremente la magnitud de esta segunda corriente hasta alcanzar la desactivación del elemento 87R, causando que el LED 87R se apague completamente. Ponga atención a la corriente aplicada desde la segunda fuente. La corriente de la fuente de segunda armónica debe ser igual al ajuste **PCT2** dividido por 100, multiplicado por la magnitud de la corriente fundamental de la fuente 1, +/-5% y +/-0.02 I_{NOM}.

IAW1 (segunda armónica)=PCT2/100*IAW1 (fundamental), +/- 0.02 I_{NOM}.

RESTRICCIÓN POR QUINTA ARMÓNICA

Verifique el porcentaje de restricción por quinta armónica, ejecutando el comando **SHOW** (**SHO PCT5 <ENTER>**) y vea el porcentaje de corriente fundamental que la corriente de segunda armónica debe exceder por restricción diferencial y que HRSTR=N.

Despliegue el RWB apropiado en los LED's del panel frontal, ejecutando el comando **TARGET** (**TAR F 87R <ENTER>**). El SEl-387 ahora despliega el estado de varios elementos

diferenciales en la segunda fila de LED's del panel frontal. El bit 87R es el LED que está más a la derecha.

Conecte una fuente de corriente a la entrada IAW1. Conecte una segunda fuente de corriente en paralelo con la primera fuente a la entrada **IAW1** como se muestra en la Fig. 10.16 (esta segunda fuente debe ser de frecuencia de 300 Hz).

Encienda la primera fuente de corriente de prueba conectada a la entrada del devanado 1 en una corriente igual al ajuste de **TAP1** multiplicado por la constante A de conexión mostrada en la tabla 8.4 El LED 87R se iluminará una vez que la corriente sea aplicada al relevador.

Encienda la segunda fuente para la corriente de segunda armónica (300 Hz). Empezando en una corriente de 0, lentamente incremente la magnitud de esta segunda corriente hasta alcanzar la desactivación del elemento 87R, causando que el LED 87R se apague completamente. Ponga atención a la corriente aplicada desde la segunda fuente. La corriente de la fuente de segunda armónica debe ser igual al ajuste **PCT5** dividido por 100, multiplicado por la magnitud de la corriente fundamental de la fuente 1, +/-5% y +/-0.02 I_{NOM}.

IAW1 (quinta armónica)=PCT5/100*IAW1 (fundamental), +/- 0.02 I_{NOM}.

ELEMENTO DIFERENCIAL DE FALLA A TIERRA RESTRINGIDA

Acceda a la sección del relevador de ajustes con el comando **SET**. Dé los siguientes ajustes al relevador en la sección de falla a tierra restringida:

- E321=1
- 32IOP=2
- a0=0.1
- 50GP=0.5[a]
-

Ejecute el comando **SHO** y verifique los ajustes del elemento (**SHO E32I <ENTER>**).

Determine el tiempo esperado de retardo para el elemento de sobrecorriente **50GP** del elemento de falla a tierra restringida.

Para calcular el tiempo de retardo de operación (tp). TD es el ajuste del dial de tiempo, y M es el múltiplo aplicado para la corriente de operación.

Por ejemplo, 50GP=0.5 A. La curva REF es del tipo U4, extremadamente inversa. El dial de tiempo es fijado en 0.5. Sólo la corriente **IRW4** es usada para el cálculo de la curva de tiempo. Ajustando **IRW4** en 1 A, se representa un múltiplo de operación de M=2.0. Podemos usar la ecuación de abajo para calcular el tiempo de operación esperado para la curva U4 en M=2, TD=0.5;

$$tp = TD * \left(0.0352 + \frac{5.67}{M^2 - 1} \right)$$

tp = 0.963 segundos.

.

Use el comando **SET R SER1 <ENTER>** para ajustar el **SER1** (grabador de eventos) igual que el RWB del punto de operación (**51P1C1**) y del RWB de tiempo(**51PC1T**). Cuando se indique, ajuste **SER2, SER3,** y **SER4 a NA**. Guarde los ajustes.

Conecte y aplique dos corrientes de prueba para probar el elemento **REF**.

Conecte dos fuentes de corriente de prueba como se muestra en la figura 8.15, con la fuente de corriente 2 conectada a una de las entradas del devanado 4, (por ejemplo **IAW4**).

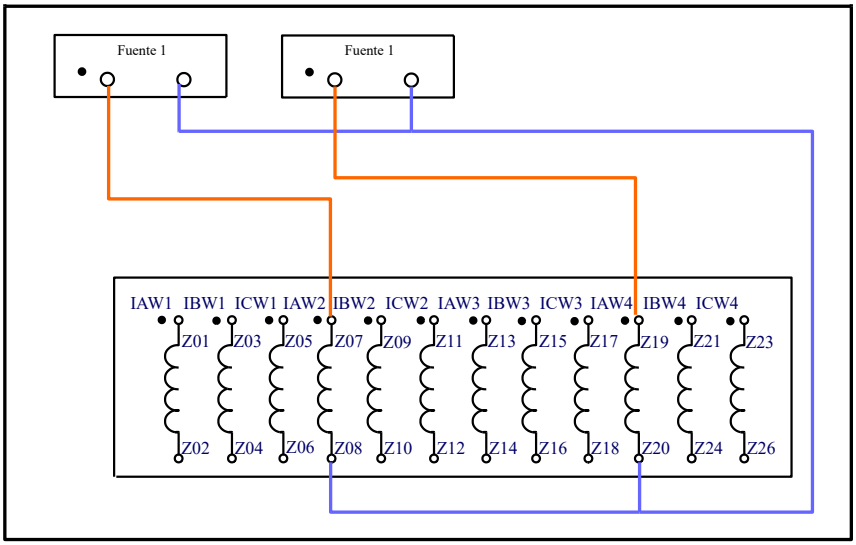


Fig. 8.15 Esquema de prueba para el elemento de falla a tierra restringida

Ajuste la magnitud de la corriente **IAW2** debe ser al menos:

IAW2≥2*50GP*CTR4/CTR2

Ajuste la magnitud de **IAW2** a 4 A; ajustar el ángulo de **IAW2** a 180°.
Ajuste la corriente de **IAW4** a 1 A en cero grados. Puesto que las corrientes son opuestas en fase, nada debe ocurrir (ya que el ángulo representa una falla externa y el elemento REF sólo es para fallas internas en la zona protegida).
Verifique esto como sigue:

Ejecute el comando **TAR 21.** Los RWB **50G4, 32IR, 32IF, y REFP** quedan representados en los LED's del panel frontal del relevador al ejecutar el comando **TAR 21**. Con las corrientes aplicadas como arriba se indica, **50G4** debe estar en 1, y **REFP** debe permanecer en 0. El bit **32IR** debe estar en 1, indicando una falla externa (reversa). El bit **32IF** debe estar en 0 (recordando nuevamente que estos bits están indicados en los LED's de la parte frontal del relevador al ejecutar el comando **TAR 21**).

Cambie el ángulo de **IAW2** a 0°, o cualquier valor dentro de +/-80° de **IAW4.** El elemento REF debe funcionar.

Verifique lo anterior como sigue:
Ejecutar el comando **TAR 21** otra vez. **50G4** debe estar aún en 1, **REFP** debe estar en 1 (indicando una pausa), **32IR** debe estar en 0, y **32IF** debe estar en 1 (indicando una falla externa o adelante).

Verifique el tiempo de operación del elemento de sobrecorriente del REF.

Teclee **SER <ENTER>** para ver las grabaciones del SER. La activación y desactivación de cada ajuste de elemento listado en el SER1, 2, 3, y 4 esta grabado.

Observar el tiempo de activación del elemento direccional (**32IF**) desde el tiempo de activación del bit de tiempo (**REFP**). Esto es el tiempo de operación, que debe estar arriba de un segundo, como se calculó más arriba. (**50G4** habrá permanecido activada desde muy temprano en la prueba, puesto que ningún cambio fue hecho en la corriente **IAW4.**) **SER C** borra las grabaciones del SER.

Verifique la operación del relevador para fallas con alta corriente a neutro, pero con una pequeña diferencia en la corriente de fase.

Borre el SER tecleando **SER C <ENTER>.**
Conecte una fuente de corriente a la fase **IAW2** y otra **en IAW4.**
Ajuste ambas magnitudes de corrientes y ángulos de fase a 0.
Cambie el ajuste de **32IOP** a 12.
Teclee **TAR 32IE 9999** y confirme que el estado de los ajustes del RWB **32IE** está en un 0 lógico.
Inyecte 0.7 A en la fase **IAW4** y confirme que el RWB **32IE** se accionó con un 1 lógico.
Teclee **TAR 50GC 10** y verifique que el RWB **50GC** está en 0 lógico.
Detenga la inyección de corriente y use el comando **SER** para confirmar la activación del RWB **32IF** en aproximadamente 1.5 ciclos después de la activación del RWB **32IE**.

CONCLUSIONES

Se considera que se ha cumplido exitosamente el trabajo de implementar una práctica de laboratorio en la que los alumnos de la materia de protección de sistemas eléctricos podrán además de complementar los conocimientos adquiridos en la clase de teoría, conocer las nuevas tendencias de la tecnología en el campo de las protecciones eléctricas, además de aprender la manera de programar un relevador digital que es uno de los dispositivos que muy probablemente los egresados de la carrera de ingeniería eléctrica electrónica tendrán oportunidad de encontrar dependiendo de su campo de trabajo.

El desarrollo de este trabajo se ha basado, en su primera mitad, principalmente en la teoría de protección de transformadores, para lo que hemos obtenido una gran cantidad de información de diversas fuentes, no así para la segunda parte en la que nos basamos exclusivamente en el manual del SEL-387-0 y en el manejo en el laboratorio del propio relevador.

En la parte de la práctica se han incluido los procedimientos de pruebas para los elementos más importantes que se deben conocer del relevador que podrán ser seleccionados para realizar alguna prueba en el laboratorio en el tiempo de que se disponga.

La programación del SEL-387-0 es muy sencilla si se quiere cumplir con las funciones básicas que realiza un relevador electromecánico. Pero el relevador que se tiene en el laboratorio va mucho más allá, tiene una gran cantidad de elementos que pueden ser programados y por lo tanto se hace cada vea más complicada la programación, pero el alcance de este dispositivo cubre las funciones de muchos instrumentos de protección, de archivo, de medición y de control, por lo que es importante que los alumnos se familiaricen con este tipo de dispositivos.

ANEXO A

RESUMEN DE COMANDOS DEL RELEVADOR SEL-387

Comandos del nivel de acceso 0	*La única cosa que puede ser hecha en este nivel es acceder al nivel de acceso 1. El indicador de la pantalla de este nivel es: =*
ACC	**Para acceder al nivel 1, al teclearlo se pide el pasword para el nivel 1.**
QUI	**Regresa al nivel 0, (en este caso permanece en el mismo nivel).**

Comandos del nivel de acceso 1	Los comandos del nivel de acceso 1, permiten al usuario ver la información del relevador (ecuaciones, ajustes, medición, etc.), pero no cambiarlos. El indicador de la pantalla es: =>
2AC	**Para acceder al nivel 2, al teclearlo se pide el pasword para el nivel 2.**
BAC	**Para acceder al nivel B, al teclearlo se pide el pasword para el nivel B.**
BRE	**Reporte de interruptor muestra contadores de disparo, disparo por corrientes, y uso de datos para hasta 4 interruptores.**
CEV n	**Muestra**
DAT	**Muestra la fecha presente en el relevador.**
DAT m/d/y	**Introduce la fecha de esta manera si el formato de fecha se ajusta: DATE_F=MDY.**
DAT y/m/d	**Introduce la fecha de esta manera si el formato de fecha se ajusta: DATE_F=YMD.**
EVE n	**Muestra los reportes de eventos estándar número n, con un ¼ de ciclo de resolución, junto con S8 para 1/8 de resolución.**
EVE D n	**Muestra los reportes de eventos digitales número n, con un ¼ de ciclo de resolución, junto con S8 para 1/8 de resolución.**
EVE DIF1 n	**Muestra el reporte de eventos del elemento diferencial 1, con un ¼ de ciclo de resolución, junto con S8 para 1/8 de resolución.**
EVE DIF2 n	**Muestra el reporte de eventos del elemento diferencial 2, con un ¼ de ciclo de resolución, junto con S8 para 1/8 de resolución.**
EVE DIF3 n	**Muestra el reporte de eventos del elemento diferencial 3, con un ¼ de ciclo de resolución, junto con S8 para 1/8 de resolución.**
EVE R n	**Muestra el reporte de eventos analógicos número n, con un 1/16 de ciclo de resolución, junto con Sm para 1/m-ciclo de resolución (m=4, 8, 32, 64).**
EVE T	**Muestra resumen de eventos.**
GRO	**Despliega el número del grupo de ajustes activo.**
HIS n	**Muestra resúmenes breves del reporte de eventos n más antiguo.**
HIS C	**Limpia el resumen corto y los correspondientes eventos de reportes estándar.**

ID	**Despliega la variedad de de identificación y la información de configuración sobre el relevador.**
INI	**El comando** INITIO **reporta el número y tipo de tarjetas de entradas y salidas en el relevador.**
IRI	**Intento de sincronización forzada del reloj interno del relevador a la entrada de de código de tiempo IRIG-B.**
MET k	**Despliega los datos que se están midiendo en Amperes primarios. Se introduce el número k para k veces en la rotación de las mediciones en la pantalla.**
MET D k	**Despliega los datos de medición de demanda en amperes primarios. Se introduce el número k para k veces en la rotación de las mediciones en la pantalla.**
MET DIF k	**Despliega los datos de las mediciones diferenciales, en múltiplos de TAP. Se introduce el número k para k veces en la rotación de las mediciones en la pantalla.**
MET H	**Genera el reporte del espectro de armónicas para todas las corrientes que entran, mostrando primero los niveles de 15va. armónica en amperes secundarios.**
MET P k	**Despliega los datos de medición de demanda pico, en amperes primarios. Se introduce el número k para k veces en la rotación de las mediciones en la pantalla.**
MET RD n	**Reestablece los valores de medición de demanda (n = 1, 2, 3, 4, A)**
MET RP n	**Reestablece los valores de medición de demanda pico (n = 1, 2, 3, 4, A).**
MET SEC k	**Despliega los datos medidos (magnitud y ángulo de fase), en amperes secundarios. Se introduce el número k para k veces en la rotación de las mediciones en la pantalla.**
QUI	**Regresa al nivel 0. Regresa los LED's del panel frontal a su estado original.**
SER d1	**Muestra las filas en el grabador de eventos secuenciales (SER) de los reportes de eventos para la fecha d1.**
SER d1 d2	**Muestra las filas en el grabador de eventos secuenciales (SER) de los reportes de eventos para la fecha d1 a d2. La introducción de las fechas depende de el ajuste del formato de fecha DATE_F (=MDY o YMD).**
SER m n	**Muestra las filas *m* a la *n* del reporte de eventos, en el grabador de eventos secuenciales.**
SER n	**Muestra la fila más antigua *n* de reporte de eventos en el grabador de eventos secuenciales.**
SER C	**Los reportes de eventos en la memoria del grabador de eventos secuenciales.**
SHO n	**Muestra el grupo n de ajustes. Muestra el grupo activo si n no es especificado.**
SHO G	**Muestra los ajustes globales del relevador.**

SHO P	**Muestra los ajustes del puerto y la identificación del puerto al que el usuario está conectado.**
SHO P n	**Muestra los ajustes para el puerto n (n = 1, 2, 3, 4).**
SHO R	**Muestra los ajustes del grabador de eventos secuenciales.**
STA	**Muestra el estado de auto-verificación del relevador.**
STA C	**Limpia los reportes del estado del relevador de la memoria y reinicia el relevador.**
TAR n k	**Muestra el estado en la fila *n* de Relay Word (n = 0 hasta 41). Se introduce el número k para k veces en la rotación de las mediciones en la pantalla.**
TAR R	**Retorna los LED's del panel frontal a su estado original de operación regular y reestablece los indicadores de disparo del panel frontal.**
TIM	**Muestra o ajusta el tiempo (24 horas). Muestra la hora presenta en el relevador introduciendo solamente** TIM. **Por ejemplo hora 22:47:36 es introducida con el comando** TIM 22:47:36.
TRI	**Disparador de reporte de eventos.**

En el nivel de acceso B pueden ejecutarse los comandos ya descritos para los niveles anteriores más los que a continuación se listan.

Comandos del nivel de acceso B	En el nivel de acceso B se permite al usuario el control de los interruptores y las salidas de contactos. Todos los comandos del nivel de acceso 1 pueden ser ejecutados desde el nivel B. El indicador de la pantalla es: ==>
2AC	**Para acceder al nivel 2, al teclearlo se pide el pasword para el nivel 2.**
BRE R n	**Reestablece los contadores de disparo, corrientes de disparo, y usa datos de hasta cuatro interruptores.**
BRE W n	**Preajuste al porcentaje de contacto usado por cada polo del interruptor n (n = 1, 2, 3, 4).**
CLO n	**Acciona el RWB CCn. Usado para cerrar el interruptor n si CCn es asignado a un contacto de salida. El jumper JMP6B tiene que estar en su lugar para habilitar este comando.**
GRO n	**Switch para ajustar el grupo n. (No funcionará si cualquier RWB SSn está accionado).**
OPE n	**Acciona el RWB OCn. Usado para abrir el interruptor n si OCn es asignado a un contacto de salida. El jumper JMP6B tiene que estar en su lugar para habilitar este comando.**
PUL y k	**Pulso en el contacto de salida *y* (*y* =OUT101, … , OUT107, OUT2XX, OUT3XX, y ALARM). Introduce el número *k* para pulsar durante *k* segundos [*k*=1 a 30 segundos], de lo contrario el pulso dura 1 segundo. El jumper JMP6B tiene que estar en su lugar para habilitar este comando.**

En el nivel de acceso 2 pueden ejecutarse los comandos ya descritos para los niveles anteriores más los que a continuación se listan.

Comandos del nivel de acceso 2	El nivel de acceso 2 permite al usuario cambiar los ajustes u operar los parámetros del relevador y los contactos de salida. Todos los comandos del nivel de acceso 1 pueden ser ejecutados desde el nivel 2. El indicador de la pantalla es: =>>
BAC	**Para acceder al nivel B, al teclearlo se pide el pasword para el nivel B.**
ACC	**Para acceder al nivel 1, al teclearlo se pide el pasword para el nivel 1.**
CON n	**Controla en RWB RBn (remote bit n; n=1 a 16):** **Al ejecutar** *CON n* **el relevador responde: CONTROL RBn. Repetir con uno de los siguientes:** SRB n **ajusta el Bit remoto n (acciona RBn).** CRB n **limpia el Bit remoto n (deshabilita RBn).** PRB n **pulsa el Bit remoto n [acciona RBn para un intervalo procesado (1/8 de ciclo)].**
COPY m n	**Copia ajustes y lógica desde un grupo** *m* **a un grupo** *n.*
PAS	**Muestra los paswords existentes para el nivel de acceso 1, B y 2.**
PAS 1 xxxxxx	**Cambia el pasword del nivel de acceso 1 a xxxxxx.**
PAS B xxxxxx	**Cambia el pasword del nivel de acceso B a xxxxxx.**
PAS 2 xxxxxx	**Cambia el pasword del nivel de acceso 2 a xxxxxx.**
RES	RESET51 **Comando que reestablece todos los elementos de sobrecorriente para los cuatro devanados, incluyendo los elementos combinados de sobrecorriente.**
SET n	**Cambia los ajustes de grupo del relevador (sobrecorriente, diferencial, etc.). Para los comandos** SET, **el parámetro n es el nombre del ajuste en que se empieza a editar los ajustes, si el parámetro n no se introduce, la edición de los ajustes empieza desde el primer ajuste.**
SET G	**Cambia los ajustes globales.**
SET P n	**Cambia los ajustes del puerto.**
SET R	**Cambia los ajustes del grabador de reportes de eventos (SER).**

ANEXO B

RELAY WORD BITS

Row	SEL-387 Relay Word Bits							
0	EN	TRIP	INST	87-1	87-2	87-3	50	51
1	A	B	C	N	W1	W2	W3	W4
2	50P11	50P11T	50P12	51P1	51P1T	51P1R	PDEM1	OCA
3	50A13	50B13	50C13	50P13	50A14	50B14	50C14	50P14
4	50N11	50N11T	50N12	51N1	51N1T	51N1R	NDEM1	OC1
5	50Q11	50Q11T	50Q12	51Q1	51Q1T	51Q1R	QDEM1	CC1
6	50P21	50P21T	50P22	51P2	51P2T	51P2R	PDEM2	OCB
7	50A23	50B23	50C23	50P23	50A24	50B24	50C24	50P24
8	50N21	50N21T	50N22	51N2	51N2T	51N2R	NDEM2	OC2
9	50Q21	50Q21T	50Q22	51Q2	51Q2T	51Q2R	QDEM2	CC2
10	50P31	50P31T	50P32	51P3	51P3T	51P3R	PDEM3	OCC
11	50A33	50B33	50C33	50P33	50A34	50B34	50C34	50P34
12	50N31	50N31T	50N32	51N3	51N3T	51N3R	NDEM3	OC3
13	50Q31	50Q31T	50Q32	51Q3	51Q3T	51Q3R	QDEM3	CC3
14	50P41	50P41T	50P42	51P4	51P4T	51P4R	PDEM4	CTS
15	50A43	50B43	50C43	50P43	50A44	50B44	50C44	50P44
16	50N41	50N41T	50N42	51N4	51N4T	51N4R	NDEM4	OC4
17	50Q41	50Q41T	50Q42	51Q4	51Q4T	51Q4R	QDEM4	CC4
18	87U1	87U2	87U3	87U	87R1	87R2	87R3	87R
19	2HB1	2HB2	2HB3	5HB1	5HB2	5HB3	TH5	TH5T
20	87BL1	87BL2	87BL3	87BL	87E1	87E2	87E3	32IE
21	87O1	87O2	87O3	50GC	50G4	32IR	32IF	REFP
22	51PC1	51PC1T	51PC1R	51NC1	51NC1T	51NC1R	DC1	DC2
23	51PC2	51PC2T	51PC2R	51NC2	51NC2T	51NC2R	DC3	DC4
24	RB1	RB2	RB3	RB4	RB5	RB6	RB7	RB8
25	RB9	RB10	RB11	RB12	RB13	RB14	RB15	RB16
26	SG1	SG2	SG3	SG4	SG5	SG6	CHSG	COMFLG[a]
27	4HBL[b]	DCBL[b]	IN106	IN105	IN104	IN103	IN102	IN101
28	IN208	IN207	IN206	IN205	IN204	IN203	IN202	IN201
29	IN216	IN215	IN214	IN213	IN212	IN211	IN210	IN209
30	IN308	IN307	IN306	IN305	IN304	IN303	IN302	IN301
31	IN316	IN315	IN314	IN313	IN312	IN311	IN310	IN309

Row	SEL-387 Relay Word Bits							
32	S1V1	S1V2	S1V3	S1V4	S1V1T	S1V2T	S1V3T	S1V4T
33	S2V1	S2V2	S2V3	S2V4	S2V1T	S2V2T	S2V3T	S2V4T
34	S3V1	S3V2	S3V3	S3V4	S3V5	S3V6	S3V7	S3V8
35	S3V1T	S3V2T	S3V3T	S3V4T	S3V5T	S3V6T	S3V7T	S3V8T
36	S1LT1	S1LT2	S1LT3	S1LT4	S2LT1	S2LT2	S2LT3	S2LT4
37	S3LT1[b]	S3LT2[b]	S3LT3[b]	S3LT4[b]	S3LT5[b]	S3LT6[b]	S3LT7[b]	S3LT8[b]
38	TLL[a]	RLL[a]	FAA1[a]	FAA2[a]	TO1[a]	TO2[a]	HS1[a]+	HS2[a]
39	BCWA1	BCWB1	BCWC1	BCW1	BCWA2	BCWB2	BCWC2	BCW2
40	BCWA3	BCWB3	BCWC3	BCW3	BCWA4	BCWB4	BCWC4	BCW4
41	TRIP1	TRIP2	TRIP3	TRIP4	TRIP5	TRIPL	CSE[a]	TRGTR
42	CLS1	CLS2	CLS3	CLS4	CF1T	CF2T	CF3T	CF4T
43	NOTALM[c]	OUT107	OUT106	OUT105	OUT104	OUT103	OUT102	OUT101
44	OUT201	OUT202	OUT203	OUT204	OUT205	OUT206	OUT207	OUT208
45	OUT209	OUT210	OUT211	OUT212	OUT213	OUT214	OUT215	OUT216
46	OUT301	OUT302	OUT303	OUT304	OUT305	OUT306	OUT307	OUT308
47	OUT309	OUT310	OUT311	OUT312	OUT313	OUT314	OUT315	OUT316
48	LB1[b]	LB2[b]	LB3[b]	LB4[b]	LB5[b]	LB6[b]	LB7[b]	LB8[b]
49	LB9[b]	LB10[b]	LB11[b]	LB12[b]	LB13[b]	LB14[b]	LB15[b]	LB16[b]
50	*[d]	*[d]	*[d]	*[d]	*[d]	*[d]	*[d]	*[d]
53	49A01A	49T01A	49A02A	49T02A	49A03A	49T03A	49A04A	49T04A
54	49A05A	49T05A	49A06A	49T06A	49A07A	49T07A	49A08A	49T08A
55	49A09A	49T09A	49A10A	49T10A	49A11A	49T11A	49A12A	49T12A
56	49A01B	49T01B	49A02B	49T02B	49A03B	49T03B	49A04B	49T04B
57	49A05B	49T05B	49A06B	49T06B	49A07B	49T07B	49A08B	49T08B
58	49A09B	49T09B	49A10B	49T10B	49A11B	49T11B	49A12B	49T12B
59	COMFLA	RTDINA	COMFLB	RTDINB	*[d]	*[d]	*[d]	ISQTAL

[a] Sólo SEL-387-6
[b] Sólo SEL-387-5 ySEL-387-6
[c] Alarma en el SEL-387-5 y SEL-387-6

ANEXO C

CURVAS DE TIEMPO INVERSO DEL RELEVADOR SEL-387

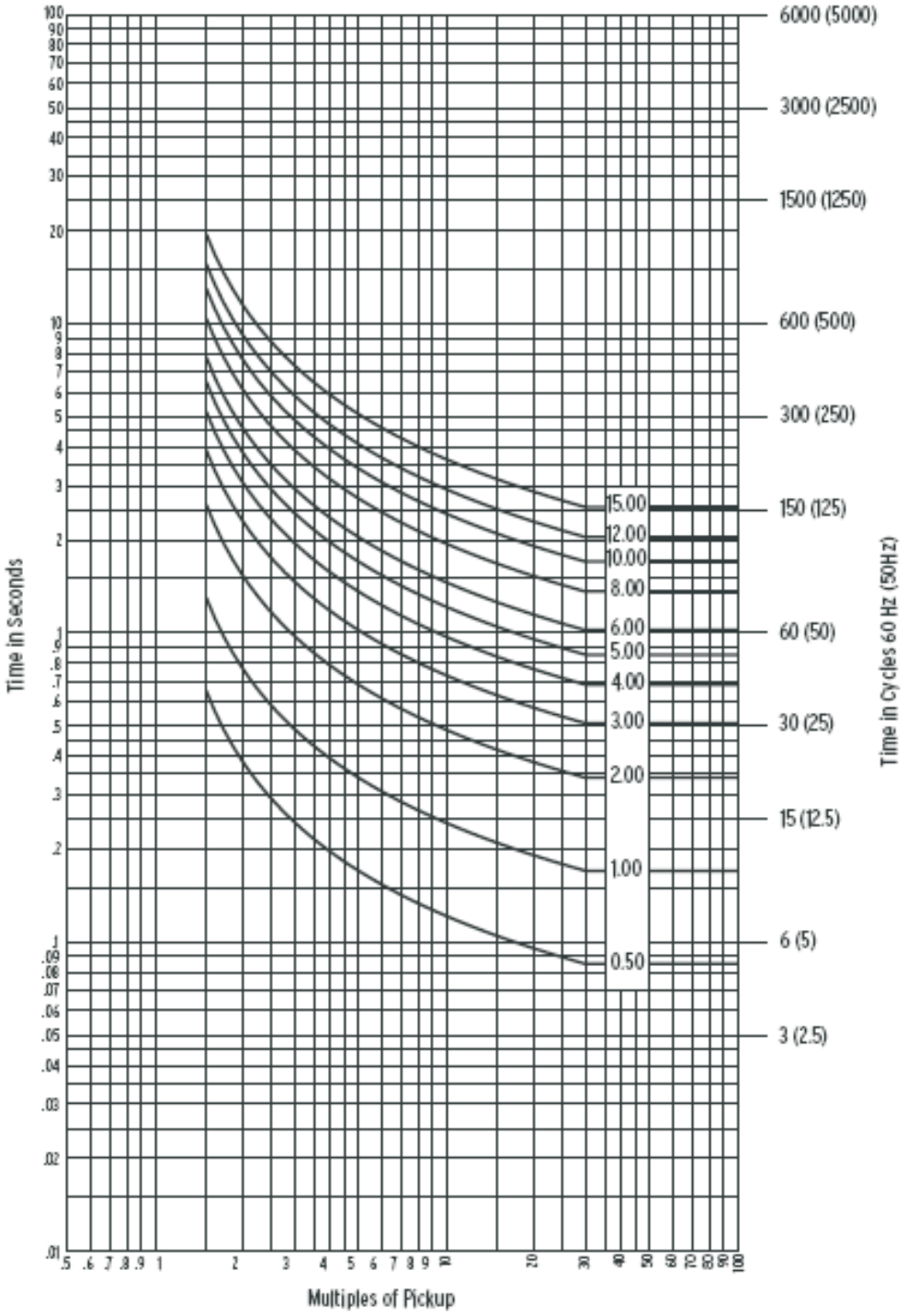
Tp = Tiempo de operación en segundos
TD = Ajuste de Dial
TR = Ajuste de reestablecimiento electromecánico
M = Número de veces la corriente máxima aplicada (>1 para Tp y <1 para TR)

Ecuaciones asociadas con las curvas US

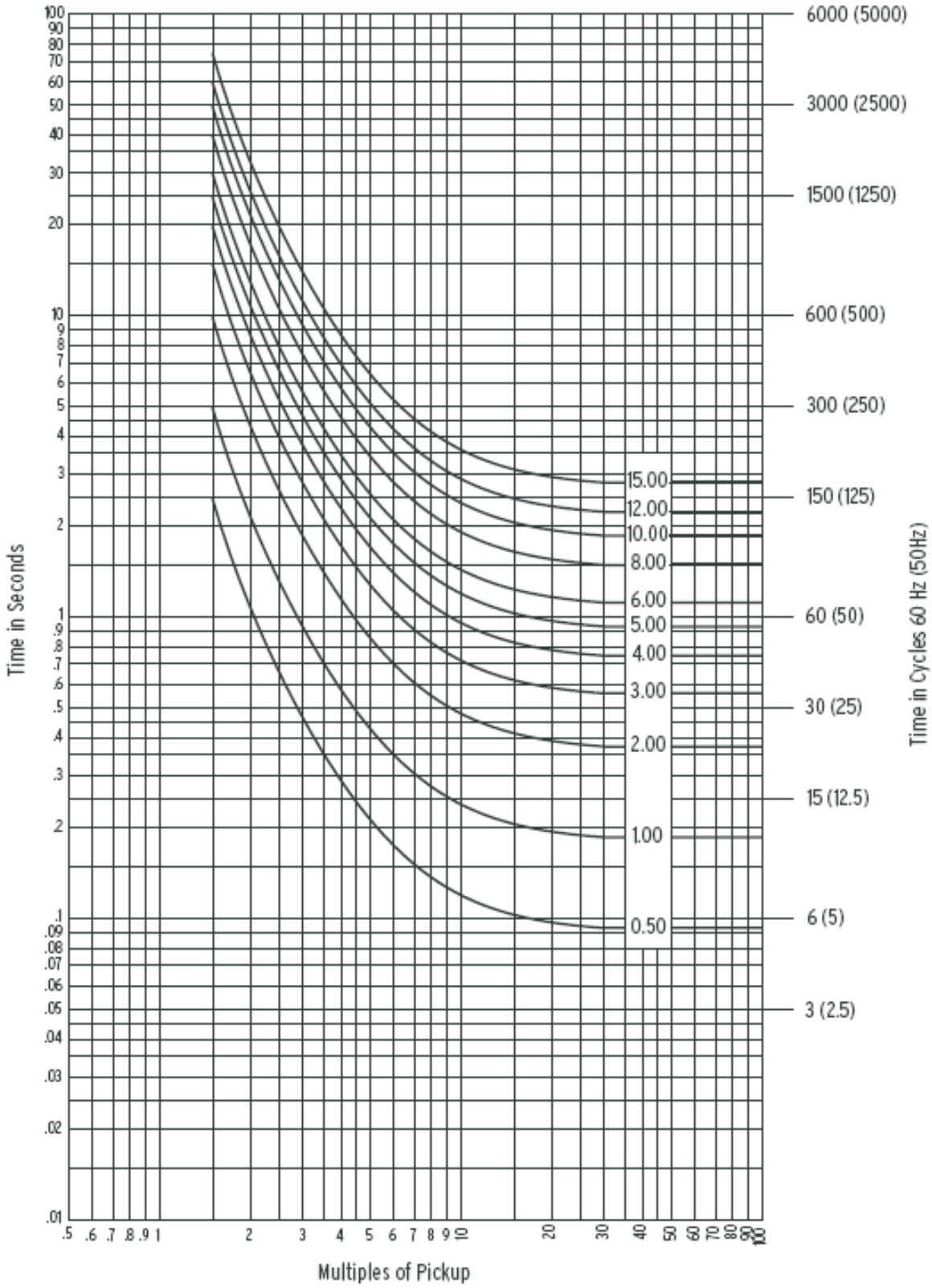
U1 (Moderadamente inversa)	$Tp = TD * \left(0.0226 + \frac{0.0104}{M^{0.02} - 1} \right)$	$T_R = TD * \left(\frac{1.08}{1 - M^2} \right)$
U2 (Inversa)	$Tp = TD * \left(0.180 + \frac{5.95}{M^2 - 1} \right)$	$T_R = TD * \left(\frac{5.95}{1 - M^2} \right)$
U3 (Muy inversa)	$Tp = TD * \left(0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1} \right)$	$T_R = TD * \left(\frac{3.88}{1 - M^2} \right)$
U4 (Extremadamente inversa)	$Tp = TD * \left(0.0352 + \frac{5.67}{M^2 - 1} \right)$	$T_R = TD * \left(\frac{5.67}{1 - M^2} \right)$
U5 (Inversa de tiempo corto)	$Tp = TD * \left(0.00262 + \frac{0.00342}{M^{0.02} - 1} \right)$	$T_R = TD * \left(\frac{0.323}{1 - M^2} \right)$

Ecuaciones asociadas con las curvas IEC

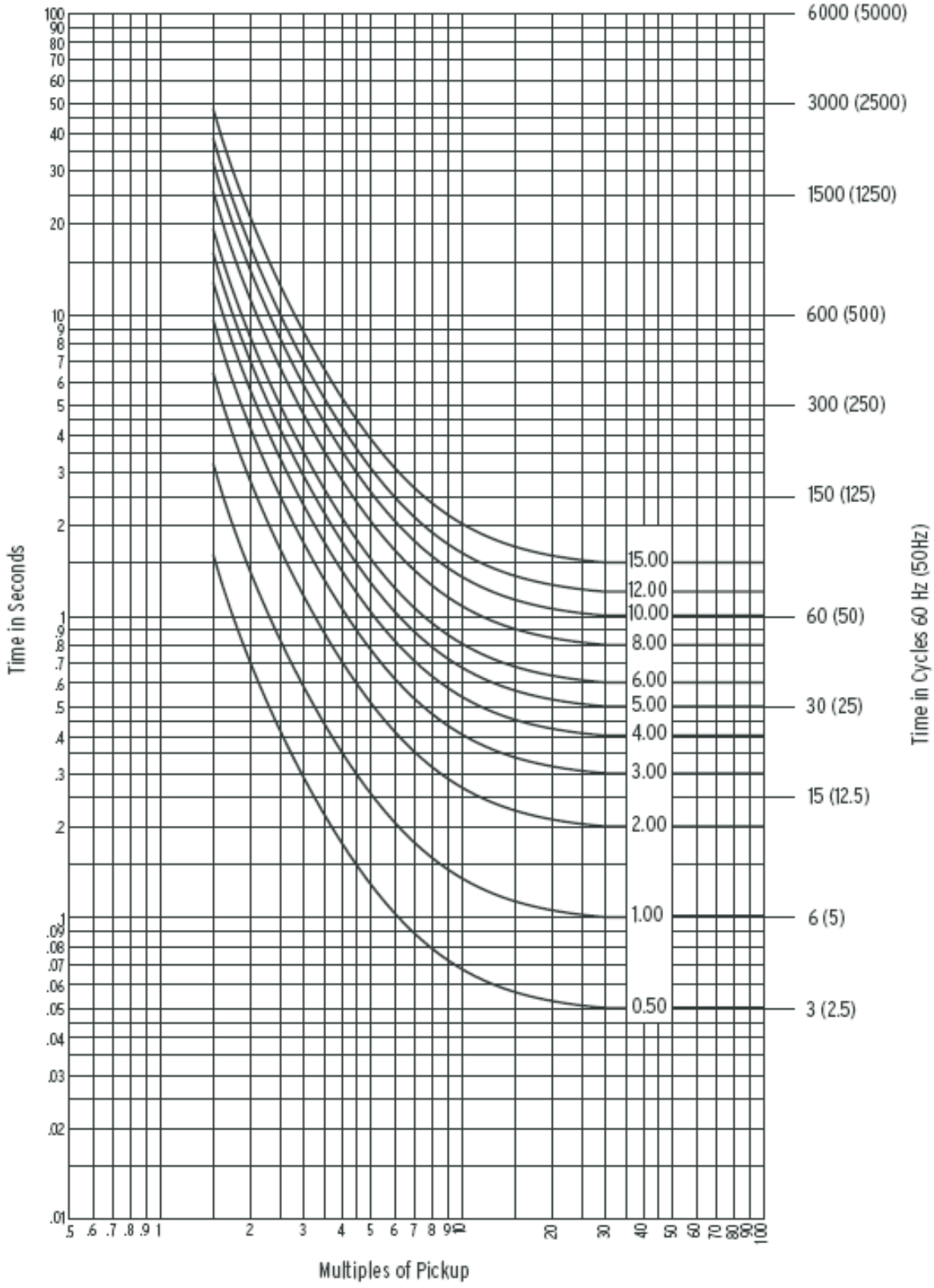
C1 (Inversa estándar)	$Tp = TD * \frac{0.14}{M^{0.02} - 1}$	$T_R = TD * \left(\frac{13.5}{1 - M^2} \right)$
C2 (Muy inversa)	$Tp = TD * \frac{13.5}{M - 1}$	$T_R = TD * \left(\frac{47.3}{1 - M^2} \right)$
C3 (Extremadamente inversa)	$Tp = TD * \frac{80}{M^2 - 1}$	$T_R = TD * \left(\frac{80}{1 - M^2} \right)$
C4 (Inversa de tiempo largo)	$Tp = TD * \frac{120}{M - 1}$	$T_R = TD * \left(\frac{120}{1 - M} \right)$
C5 (Inversa de tiempo corto)	$Tp = TD * \frac{0.05}{M^{0.04} - 1}$	$T_R = TD * \left(\frac{4.85}{1 - M^2} \right)$



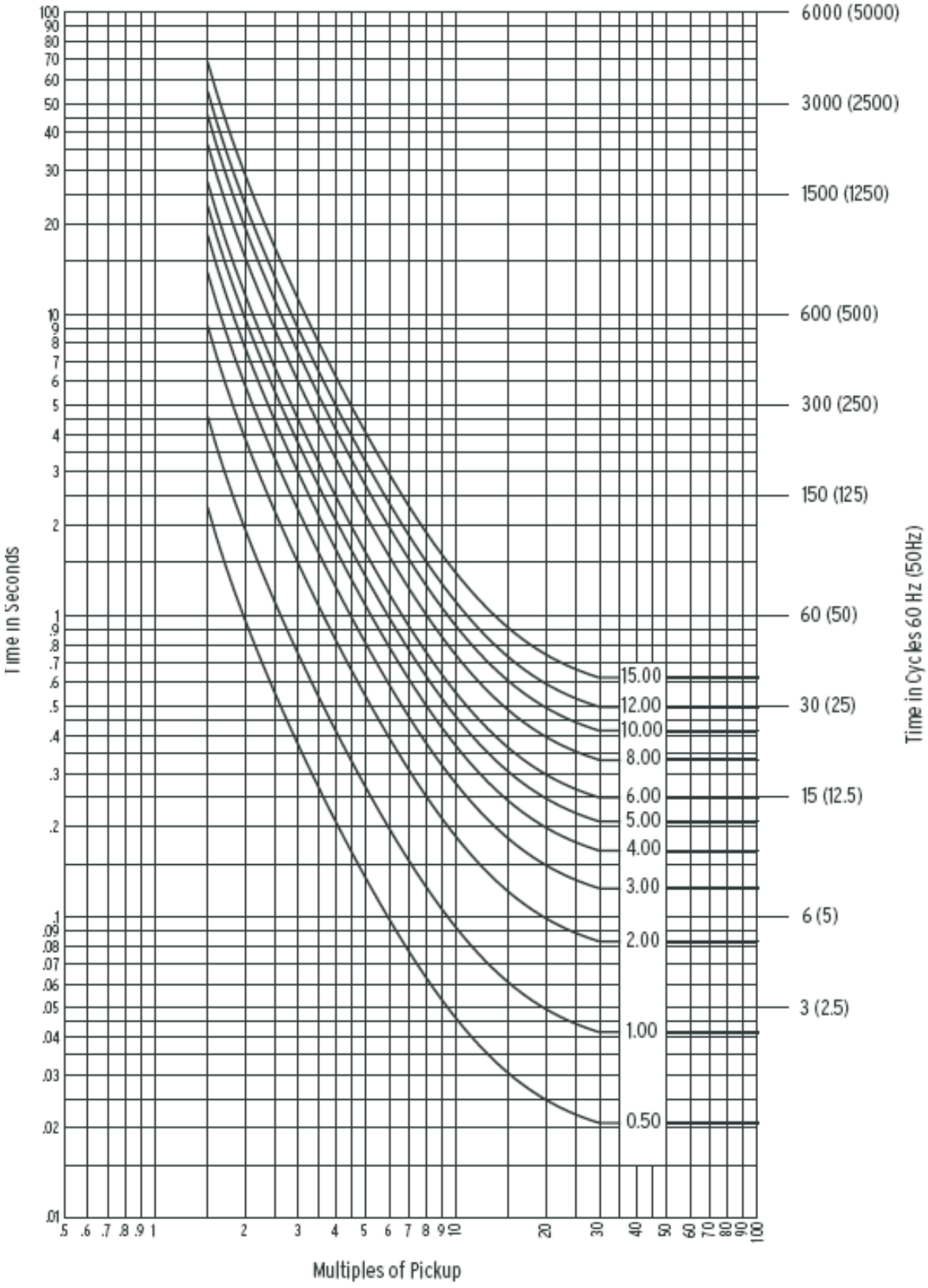
U1: Curva moderadamente inversa US



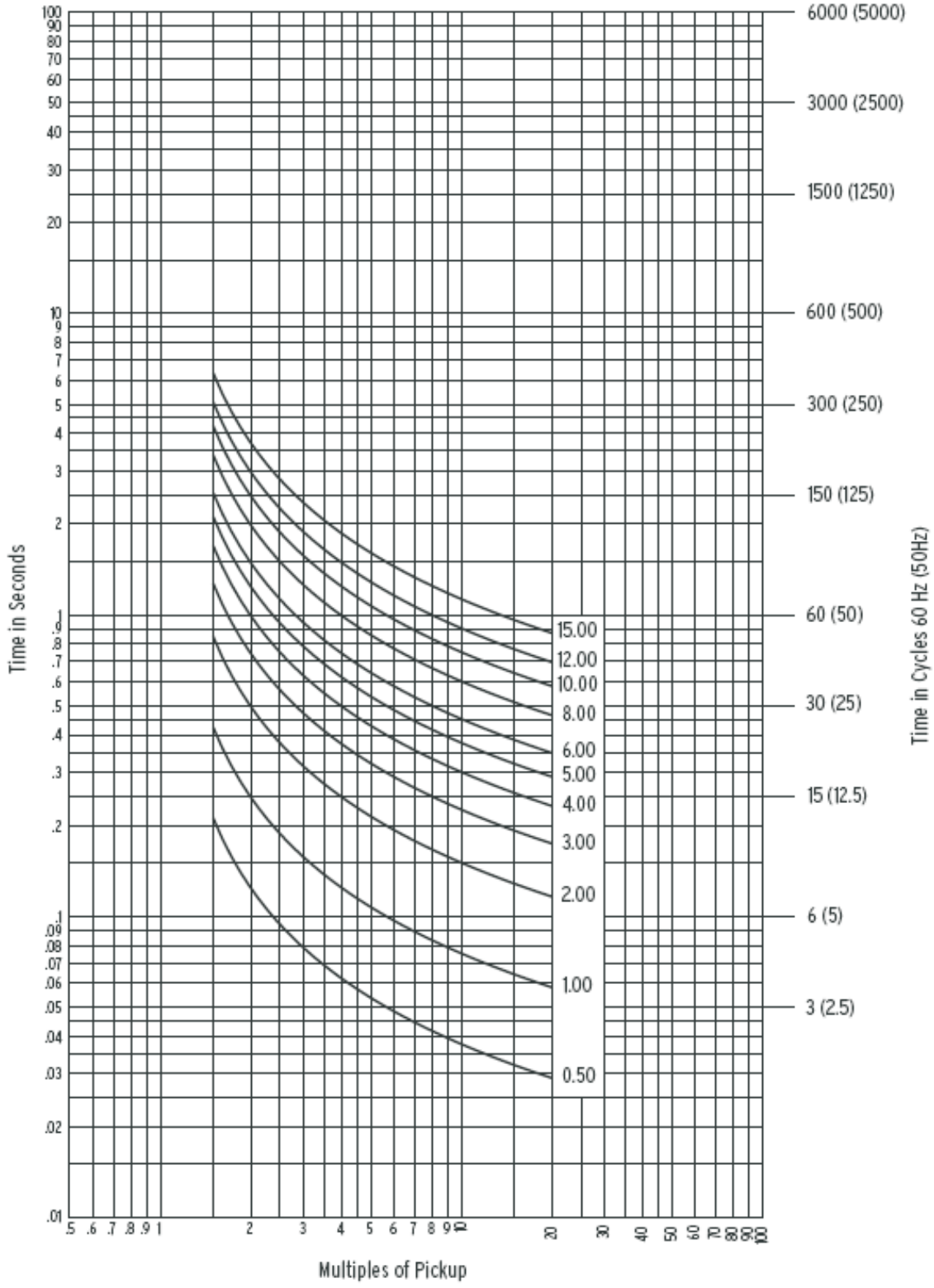
U2: Curva inversa US



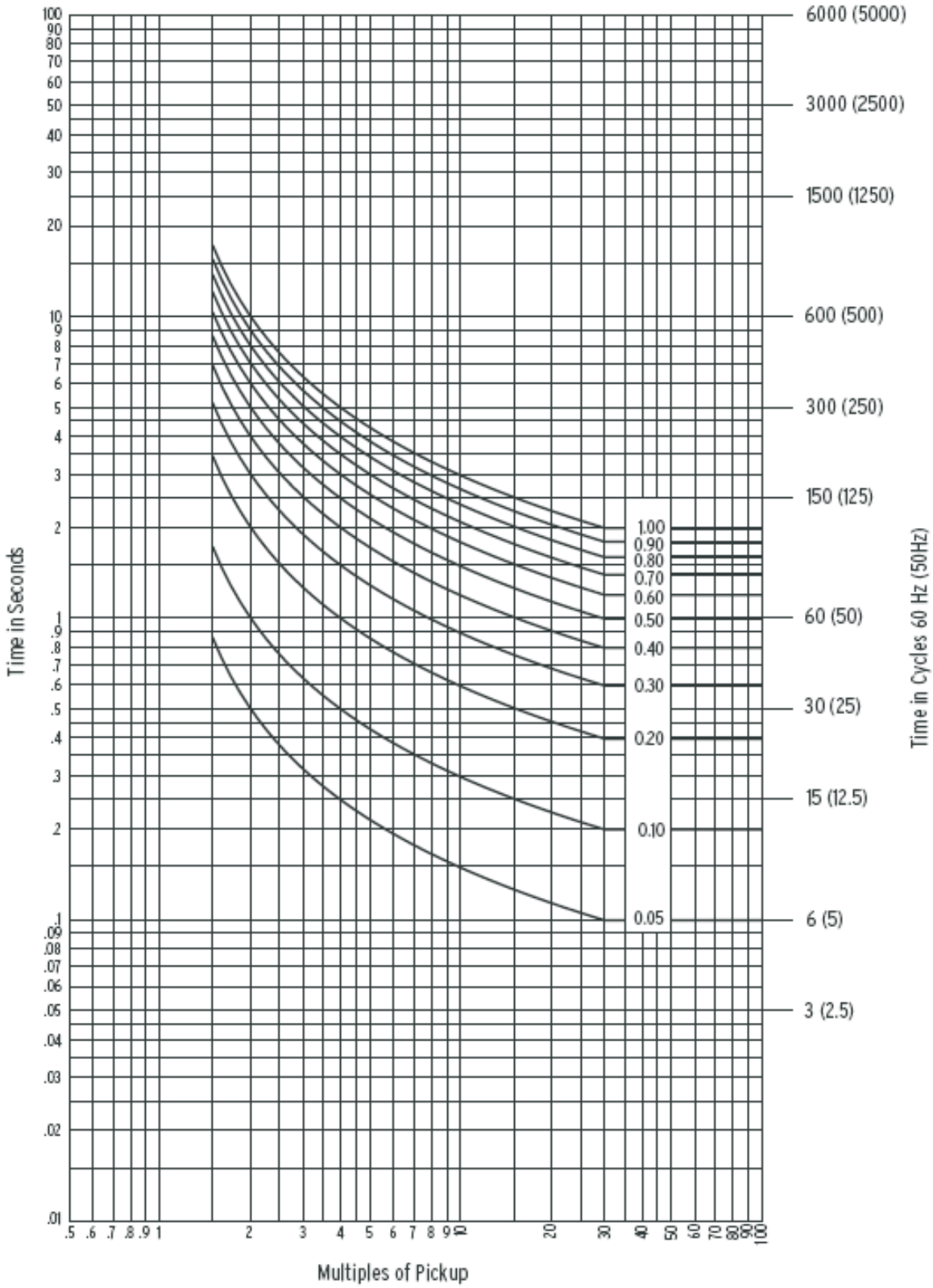
U3: Curva muy inversa US



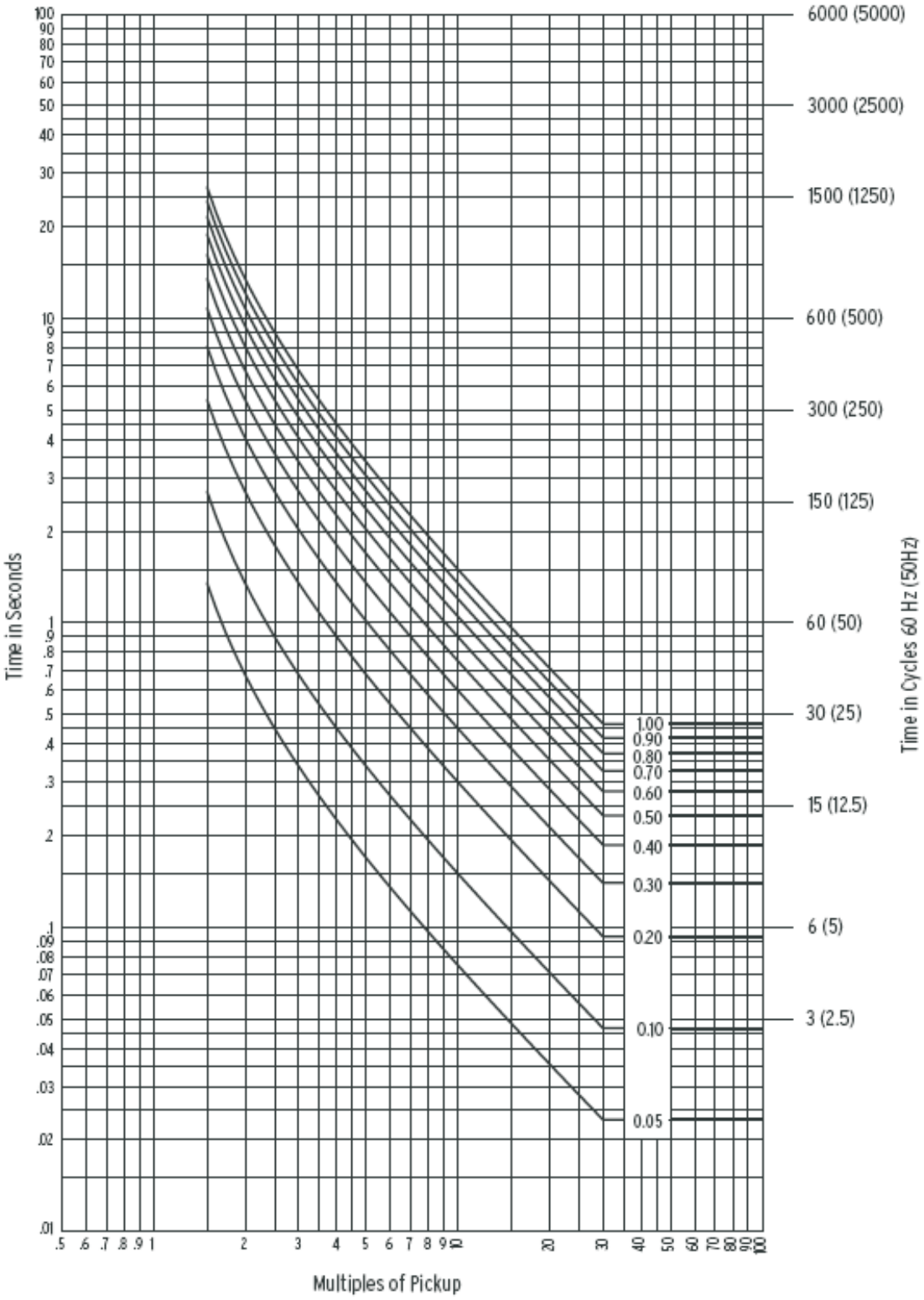
U4: Curva extremadamente inversa US



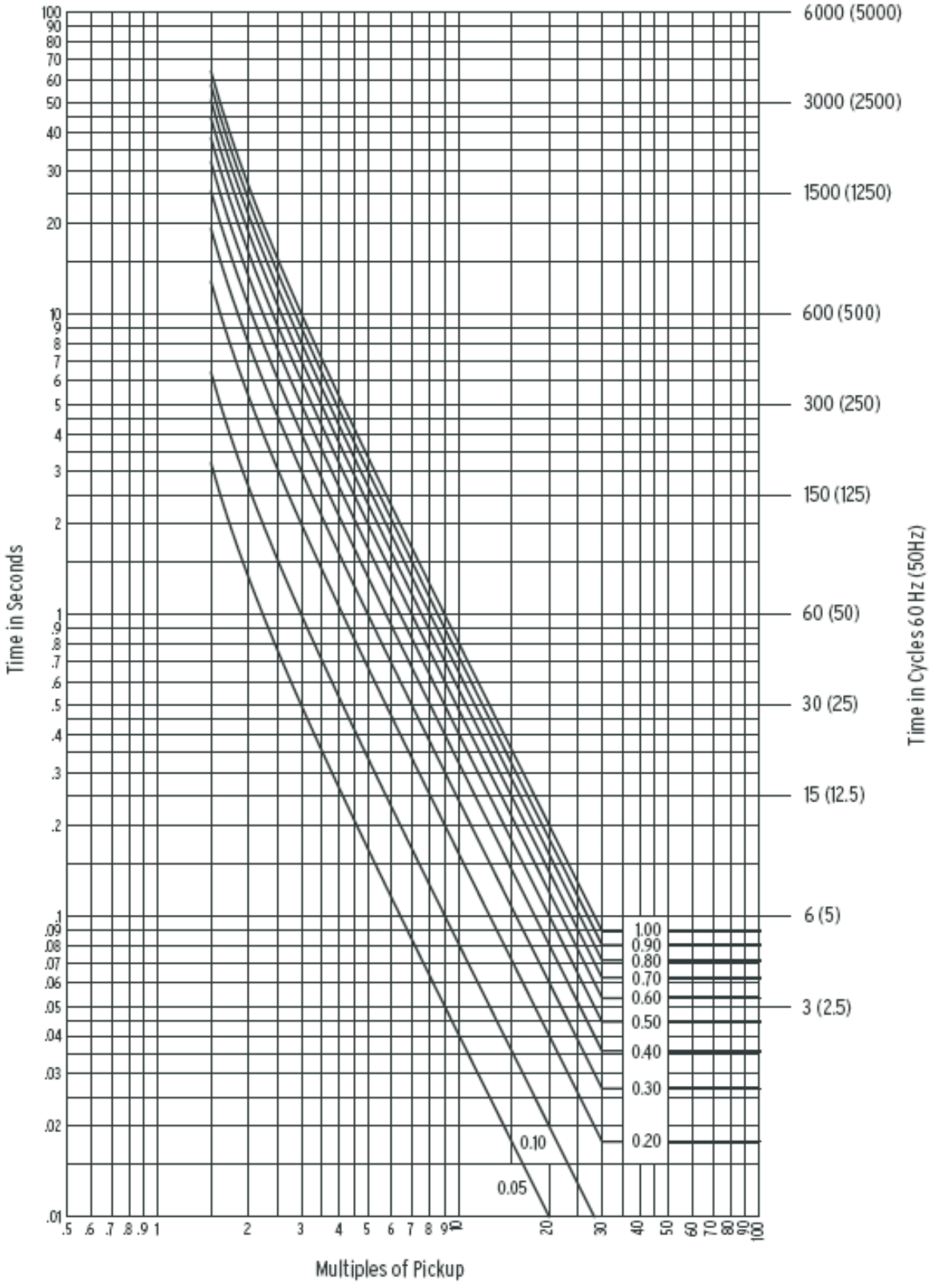
U5: Curva inversa de tiempo corto US



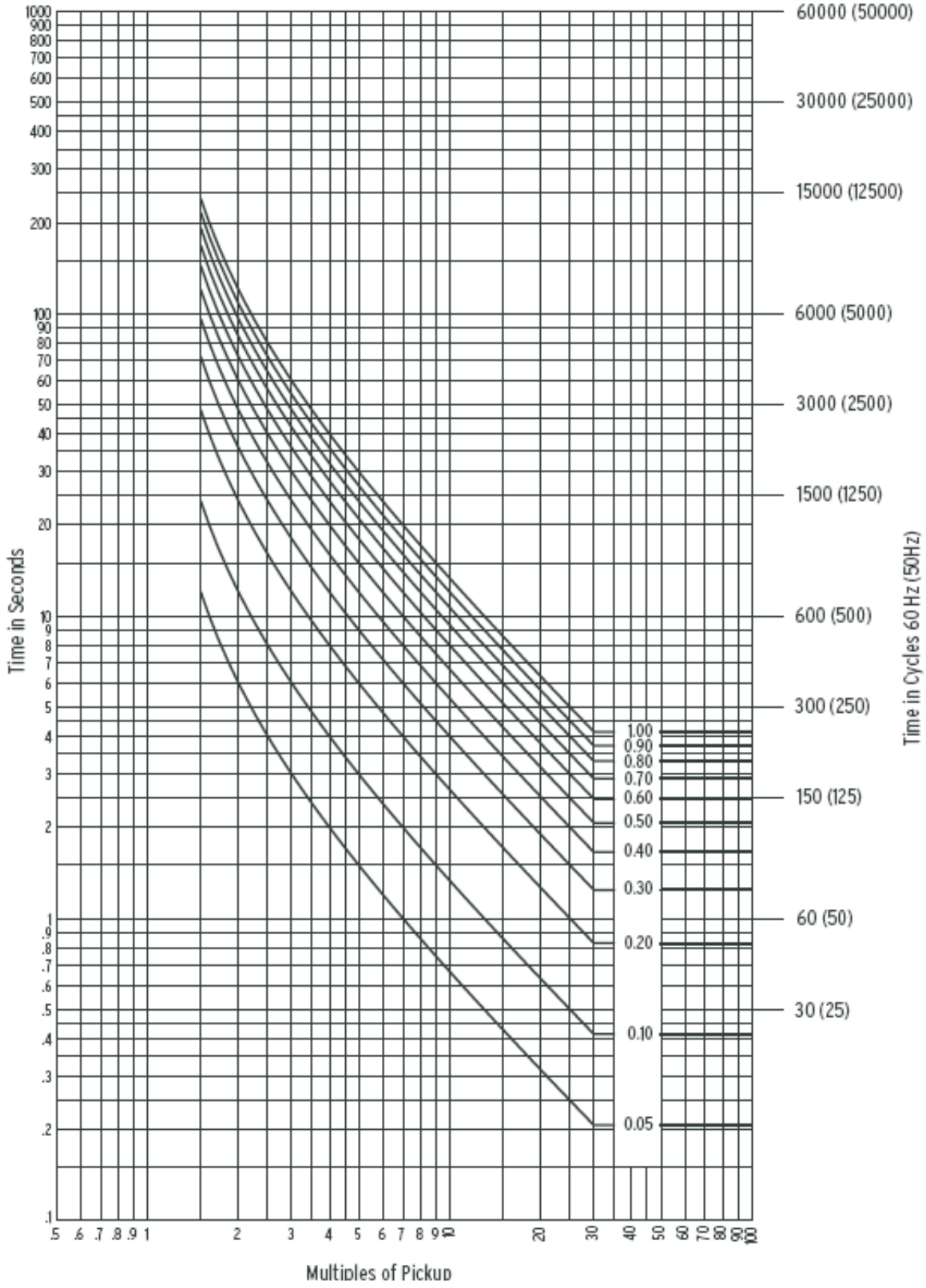
C1: Curva clase A IEC (Inversa estándar)



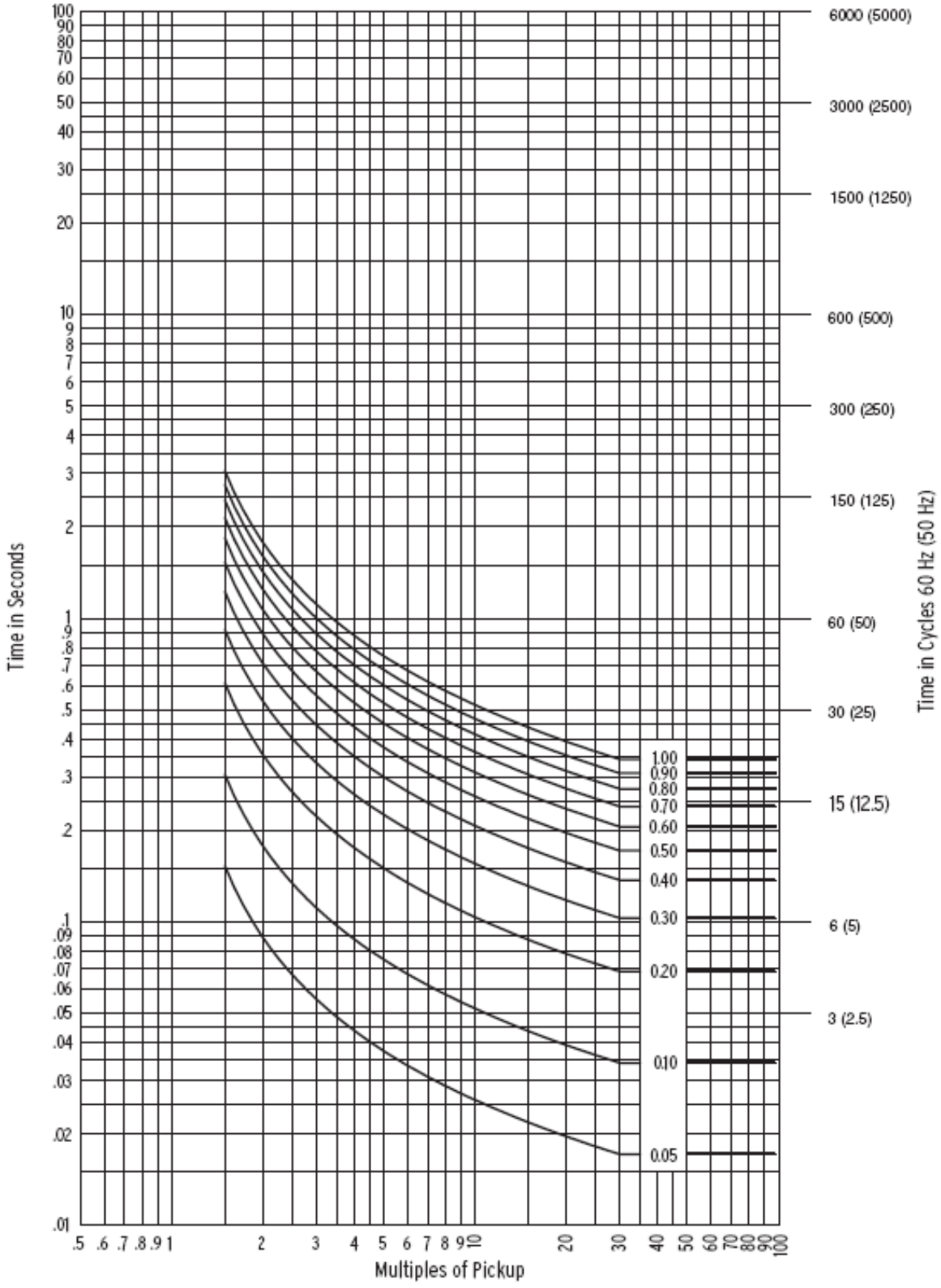
C2: Curva clase B IEC (muy inversa)



C3: Curva clase C IEC (extremadamente inversa)



C4: Curva Inversa de tiempo largo IEC



C5: Curva inversa de tiempo corto IEC

BIBLIOGRAFÍA

Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. SEL-387-0, -5, -6 Relay Current Differential Overcurrent Relay Data Recorder Instruction Manual.

Grainger, John J. y Stevenson, William D., Análisis de sistemas de potencia. Ed. McGRAW-HILL, México, 2004.

Raúll, Martín José, Diseño de subestaciones eléctricas, México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2da. ed., 2000.

Harper, Enríquez Gilberto, Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores. Ed. Limusa Noriega Editores, México 2002.

IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems Buff Book, IEEE Color Books Series, IEEE PRESS.

Rusell, Mason C., The art and Science of protective relaying. General Electric.

Dorf, C. Richard. The electrical Engineering Hondbook. IEEE PRES. Second edition.

Viqueira, Landa Jacinto. Redes eléctricas. Representaciones y Servicios de Ingeniería S. A. Primera reimpresión de la segunda edición. México, D. F. 1975.

Gourishankar, Vembu. Conversión de energía electromagnética. Ed. Alfaomega. México, 1990.

Chapman, Stephen. Máquinas eléctricas. Ed. McGraw-Hill. México 1993.

Elmore, Walter A. Protective Relaying Theory and Aplications. Ed. Marcel Dekker Inc. USA. 1994.

Blackburn, J. Lewis. Protective Relaying Principles and Applications. Ed. Marcel Dekker Inc. USA. 1987.

SITIOS DE INTERNET

www.geindustrial.com/pm General Electric
www.selinc.com Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.
www.beckwithelectric.com Beckwith Electric Co. Inc.
www.perm.com Power Measurement
www.basler.com Basler Electric Company
www.arteche.com Arteche
www.cooper Cooper Power Systems
www.cutlerhammer.eaton.com Cutler-Hammer
www.cyme.com Cyme Power Engineering Software