

T-UES
1504
A18Se
1993
p. 2..

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA



TRABAJO DE GRADUACION

"ESTUDIO Y APLICACION DE RELEVADORES DIGITALES
MULTIFUNCION, DE PROTECCION PARA
GENERADORES ELECTRICOS DE ALTA TENSION"

PRESENTADO POR:

ROBERTO EFRAIN ACOSTA CISNEROS
FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL



PARA OPTAR AL TITULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

AGOSTO, 1993

SAN SALVADOR,

EL SALVADOR,

CENTRO AMERICA.

15101079

15 010 79

Recibida: 25/08/93



UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

RECTOR: DR. FABIO CASTILLO FIGUEROA

SECRETARIO GENERAL: LIC. MIRNA ANTONIETA PERLA DE ANAYA

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

DECANO: ING. JUAN JESUS SANCHEZ SALAZAR

SECRETARIO: ING. JOSE RIGOBERTO MURILLO CAMPOS

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

DIRECTOR: ING. RICARDO ERNESTO CORTEZ

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

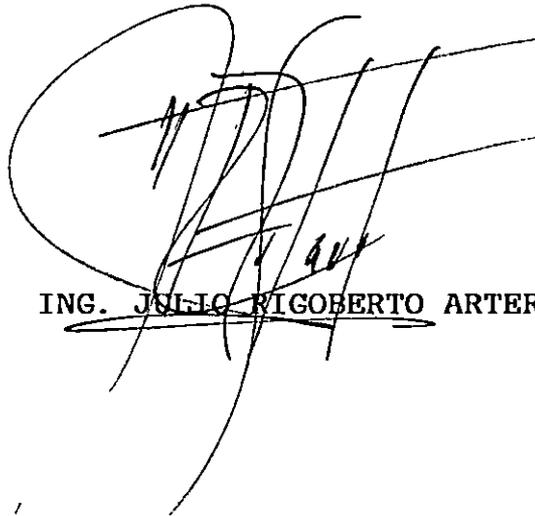
TRABAJO DE GRADUACION



COORDINADOR: ING. MARIO ANTONIO LOPEZ



ASESORES: ING. JOSE FREDY VILLALTA BARBERENA



ING. JULIO RIGOBERTO ARTERO

ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA
FACULTAD DE INGENIERIA
Y ARQUITECTURA
Universidad de El Salvador

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, 17 de Agosto de 1993, en el local de Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica a las siete horas, con la presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

- 1- Ing. Ricardo E. Cortez
Director de la E.I.E.
- 2- Ing. Jorge A. Galdámez
Secretario de la E.I.E.
- 3-



[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

Y con el Honorable Jurado de evaluación integrado por las personas siguientes:

- 1- Ing. Edgar Emilio Benavides Cea
- 2- Ing. Carlos Ernesto Sandoval Rodríguez
- 3- Ing. Mario Arturo Hernández
- 4- Ing. Ulises Zelaya Pinzón
- 5- Ing. Fredy Villalta Barberena
- 6-

[Handwritten signatures of the evaluation jury members]

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación: "ESTUDIO Y APLICACION DE RELEVADORES DIGITALES MULTIFUNCION, DE PROTECCION PARA GENERADORES ELECTRICOS DE ALTA TENSION"

a cargo del (los) Br(es): Francisco Antonio Alarcón Sandoval y Roberto Efraín Acosta Cisneros

Habiendo obtenido el presente trabajo una nota final, global de 2.8

(Siete punto Ocho. —)

Trabajo dedicado a:

Dios todo poderoso por brindarme la oportunidad de lograr una meta más en la vida.

Mis padres, Celia de Acosta, que con esfuerzos y sacrificios y su gran corazón tuvo fé en mi y me apoyó desde el principio; y Roberto Acosta (Q.D.D.G.), en memoria con profundo respeto y cariño.

Mi esposa, Marlene Rosa de Acosta, por su ayuda, comprensión, y que en los momentos difíciles me motivó a salir adelante.

Mis hermanas, María, Hortencia, Marta, Sonia y Celia, con mucho cariño por su apoyo moral.

Mis compañeros y amigos, que de una u otra manera colaboraron para la culminación de este trabajo.

Roberto E. Acosta.

Trabajo dedicado a:

Dios todo poderoso por ser mi guía espiritual y por haberme permitido alcanzar una meta más en mi vida.

Mis padres, Sergio Antonio y Emma Alicia, quienes sustentaron mi base moral y fueron fuente de apoyo hasta la culminación de tan anhelado deseo.

Mi esposa y mis hijas, Maritza, Maritza Aracely y Critina Noemí, con todo amor, por su ayuda incondicional y su comprensión aún en momentos difíciles que me motivó seguir adelante.

Mi hermana, María Martha, esposo e hijos, quienes me dieron su apoyo moral, el cual fué de gran importancia para el desarrollo de mi carrera.

Mi abuela, Mercedes, familiares y amigos que siempre estuvieron prestos a proporcionarme su colaboración hasta la finalización de mi carrera.

Francisco Antonio Alarcón.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de El Salvador, a quien nos debemos como profesionales y esperamos representarla con dignidad, honestidad y responsabilidad.

A la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa (CEL), en particular al personal del Departamento de Protecciones y en especial al Ingeniero Julio Rigoberto Artero, por su apoyo y colaboración prestada.

Al Centro de Investigaciones y Aplicaciones Nucleares (CIAN), de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador, en particular al Ingeniero Luis Ramón Portillo por su oportuna y desinteresada colaboración.

A los Ingenieros Mario Antonio López y José Fredy Villalta Barberena por el apoyo que proporcionaron al presente trabajo de graduación.

A todos los compañeros y amigos que de una u otra forma brindaron su ayuda en el desarrollo de este trabajo de graduación, en especial a José Alejandro Blanco Rojas por su magnifico trabajo de dibujante.

PREFACIO

Con el incremento de la demanda de energía eléctrica que el país presenta debido, tanto al incremento poblacional como al industrial, surge la exigencia de un mejor y mayor aprovechamiento de las fuentes energéticas con las que éste cuenta; y con ello, también, afronta la necesidad de proteger eficientemente los diferentes sistemas de generación.

Los generadores eléctricos de alta tensión y los elementos asociados a ellos pueden verse sometidos a grandes variaciones o perturbaciones de los parámetros de la red (V, I, F, etc) como resultado de maniobras de interrupción, descargas atmosféricas cercanas o directamente en la misma y otros. Por ello es necesario instalar dispositivos protectores en caso de falla, para disminuir al mínimo posible los efectos destructivos que podrían producir éstas.

Las protecciones eléctricas pueden ser del tipo convencional (relevadores electromagnéticos), con las que cuentan actualmente los esquemas de protección del sistema eléctrico nacional, en su mayor parte. Ahora, considerando los avances tecnológicos de este campo de la electricidad, creemos apremiante aplicar protecciones cuya eficiencia, precisión y velocidad de respuesta de adapten y cumplan con las exigencias planteadas actualmente; éstos son los Relevadores Digitales Multifunción, los cuales basan su funcionamiento en microprocesadores utilizando las técnicas del procesamiento de señales digitales, presentándose éstos como una alternativa viable para la solución de esta problemática, teniendo en mente que los esquemas de protección de las máquinas generadoras son la columna vertebral de los sistemas de potencia.

En el presente trabajo se ha realizado el estudio y aplicación de estos relevadores, particularmente el Relevador Digital Multifunción Pride M-0420 de la firma Beckwith Electric Co., desarrollando un ejemplo de aplicación a la unidad generadora N^o 1 de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre, atendiendo algunos criterios y recomendaciones hechas por organismos e instituciones a la vanguardia en este rubro, tales como el IEEE y la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE), así como también teniendo presente las normas relacionadas con la aplicación de los relevadores en los esquemas de protección para generadores eléctricos, establecidas por NEMA, ANSI y otros.

A pesar de algunas limitaciones que se presentaron, como bibliografía e información específica de diseño del relevador digital multifunción M-0420, se han alcanzado los objetivos siguientes:

- Visualizar la importancia de las protecciones eléctricas para generadores en la producción de energía, y a la vez actualizar los conocimientos de la tecnología de las protecciones eléctricas con relevadores digitales multifunción para generadores de alta tensión.
- Dejar una base teórica para la aplicación del Relevador Digital Multifunción M-0420, así como también proporcionar los lineamientos de los procedimientos de prueba y mantenimiento del mismo, en forma clara y sencilla para facilitar la verificación de su buen funcionamiento.
- Establecer las características de funcionamiento operativo del Relevador Digital Multifunción M-0420.
- Proporcionar un documento accesible como apoyo, tanto para el personal del Departamento de Protecciones de la Superintendencia de Servicios Técnicos de CEL, así como para estudiantes y profesionales interesados en este relevador.

RESUMEN DEL TRABAJO

El presente documento, cuyo objetivo es el estudio y aplicación de relevadores digitales multifunción para generadores eléctricos de alta tensión, es el resultado de la investigación bibliográfica y de campo, así como la recopilación de los diferentes criterios tanto teóricos como técnicos y los que resultan de la experiencia de algunos profesionales en esta materia, para el desarrollo de los esquemas de protección para generadores; específicamente aplicados a la unidad N^o 1 de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre, cumpliendo además con las normas establecidas por IEEE, NEMA, ANSI, criterios técnicos y recomendaciones hechas por la CFE de México y algunas experiencias aportadas por profesionales relacionados con este tema.

Debido a que el objeto de estudio, que son los relevadores digitales multifunción, tienen relación con muchos otros elementos en los sistemas de generación de potencia eléctrica, el desarrollo del trabajo se planteó en tres etapas:

- Una primera etapa orientada a la recopilación de información relativa, no sólo a los esquemas de protección como a los relevadores mismos que conforman estos esquemas, sino que también a todos los elementos asociados a la generación de energía eléctrica como: generadores eléctricos de alta tensión, transformadores de instrumento y los equipos necesarios para desarrollar un eficiente programa de mantenimiento como lo son los bancos de prueba, medidores, y otros. Esta información se presenta en los Capítulos I al IV y comprende: Generadores síncronos. Conceptos básicos, operación en paralelo de generadores síncronos, protección de generadores por relevadores y transformadores de instrumento y mantenimiento y pruebas de equipos de protección. Esto constituye la primera parte de este documento.
- La segunda etapa, se orientó al establecimiento teórico de la descripción, operación y autopuebas del Relevador Digital Multifunción Pride M-0420, apoyándose para esto en la parte concerniente a relevadores de protección de la primera etapa de este trabajo, antes mencionada, y en los manuales de operación e instalación del relevador digital. Además se orientó también, esta etapa, al estudio de las diferentes aplicaciones de este tipo de relevadores en los esquemas de protección necesarios en las diferentes condiciones y circunstancias presentadas por los lugares de aplicación. Esta información se presenta en los Capítulos V y VI. El Capítulo V

presenta una descripción del relevador digital M-040 en forma detallada de los controles del mismo; así como también la operación y el manejo del software para su correcta programación y aplicación. El Capítulo VI proporciona la descripción de las diferentes aplicaciones en las que puede utilizarse el relevador digital M-0420 que son: Protección de interconexión, protección de línea de distribución/subtransmisión, así como también protección de generadores eléctricos, la cual es la de mayor interés en este trabajo por ser éste el objeto de estudio.

- Y como tercera y última etapa se presenta el Capítulo VII, el cual describe un ejemplo práctico de aplicación del Relevador Digital Multifunción Pride M-0420, específicamente a la unidad generadora Nº 1 de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre, donde se hace énfasis en el análisis de las diferentes funciones relevadoras del relevador digital M-0420 considerando los criterios y recomendaciones técnicas para la correcta programación del mismo tomando en cuenta los rangos de operación de las funciones relevadoras del relevador M-0420, las características eléctricas del generador y el sistema con cual está interconectado.

Además, en la parte final de este documento se presenta una descripción detallada de las rutinas de prueba de las funciones relevadoras de protección del relevador digital multifunción M-0420, así como también el procedimiento de diagnóstico operativo del mismo. Esta información se presenta en los Anexos A y B, considerando que será de utilidad para el Departamento de Protecciones de la Superintendencia de Servicios Técnicos de CEL, con el objeto de proporcionar un eficiente mantenimiento de estos dispositivos.

TABLA DE CONTENIDOS

| Capítulo | Página |
|---|--------|
| I GENERADORES SINCRONOS. CONCEPTOS BASICOS. | |
| Introducción. | 1 |
| 1.1.0.0.0 Características generales de funcionamiento. | 1 |
| 1.1.1.0.0 Tensiones nominales. | 1 |
| 1.1.2.0.0 Velocidades normales. | 2 |
| 1.1.3.0.0 Potencia de los generadores. | 2 |
| 1.1.4.0.0 Velocidad de embalamiento. | 3 |
| 1.1.5.0.0 Momento de inercia. | 5 |
| 1.1.6.0.0 Constante de aceleración. | 5 |
| 1.1.7.0.0 Características eléctricas. | 5 |
| 1.1.8.0.0 Necesidad de la regulación de la tensión de los generadores síncronos. | 6 |
| 1.1.9.0.0 Estudio elemental de un generador síncrono en régimen transitorio. | 6 |
| 1.2.0.0.0 Características generales de construcción. | 8 |
| 1.2.1.0.0 Características constructivas generales de los turbogeneradores. | 9 |
| 1.2.2.0.0 Conjuntos constructivos de los turbogeneradores. | 10 |
| 1.2.3.0.0 Características constructivas generales de los generadores para centrales hidroeléctricas | 11 |
| 1.2.4.0.0 Conjuntos constructivos de generadores para centrales hidráulicas. | 14 |
| 1.3.0.0.0 Excitación de los generadores síncronos. | 18 |
| 1.3.1.0.0 Generalidades. | 18 |
| 1.3.2.0.0 Velocidad de respuesta de las excitatrices. | 19 |
| 1.3.3.0.0 Características de funcionamiento de las excitatrices. | 19 |
| 1.3.4.0.0 Sistemas de excitación. | 20 |
| 1.4.0.0.0 Sistemas de enfriamiento. | 27 |
| 1.4.1.0.0 Introducción. | 27 |
| 1.4.2.0.0 Factores determinantes que intervienen en el enfriamiento. | 28 |
| 1.4.2.1.0 Velocidad periférica del rotor. | 28 |
| 1.4.2.2.0 Reducción de las pérdidas globales. | 28 |
| 1.4.2.3.0 Evacuación de las perdidas. | 29 |
| 1.4.2.3.1. Refrigeración por aire. | 29 |
| 1.4.2.3.2. Refrigeración por hidrógeno | 32 |
| 1.4.2.3.3. Refrigeración por líquidos | 34 |
| CONCLUSIONES DEL CAPITULO I | 35 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS | 35 |

II OPERACION EN PARALELO DE GENERADORES SINCRONOS.

| | |
|--|----|
| Introducción. | 37 |
| 2.1.0 Ventajas de la operación en paralelo | 37 |
| 2.2.0 Condiciones para la conexión en paralelo. | 38 |
| 2.3.0 Procedimiento general para la conexión en paralelo. | 39 |
| 2.4.0 Características frecuencia-potencia y voltaje-potencia reactiva. | 42 |
| 2.5.0 Funcionamiento en paralelo de generadores de igual tamaño. | 45 |
| 2.6.0 Funcionamiento de generadores en paralelo con un barraje infinito. | 49 |
| CONCLUSIONES DEL CAPITULO II | 53 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS | 54 |

III PROTECCION DE GENERADORES POR RELEVADORES.

| | |
|--|----|
| Introducción. | 55 |
| 3.1.0 El relevador de protección. | 56 |
| 3.1.1 Definición. | 56 |
| 3.1.2. Función de los relevadores de protección. | 56 |
| 3.2.0 Características del relevador de protección. | 56 |
| 3.3.0 Clasificación de los relevadores de protección. | 57 |
| 3.3.1 Por su construcción. | 57 |
| 3.3.2 Por la forma de funcionamiento. | 58 |
| 3.3.3 Por la forma de desconexión. | 58 |
| 3.3.4 Por la forma de conexión. | 59 |
| 3.3.5 Por la magnitud que miden. | 59 |
| 3.3.6 Por el tiempo de funcionamiento. | 60 |
| 3.3.7 Relevadores auxiliares. | 60 |
| 3.4.0 Protección primaria y de respaldo. | 61 |
| 3.5.0 Protecciones mínimas para generadores síncronos. | 62 |
| CONCLUSIONES DEL CAPITULO III | 66 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS | 66 |

IV TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO Y MANTENIMIENTO Y PRUEBAS DE EQUIPOS DE PROTECCION.

| | |
|--|----|
| Introducción. | 67 |
| 4.1.0.0.0 Transformadores de corriente. | 67 |
| 4.1.1.0.0 Clasificación de los transformadores de corriente por su aplicación y precisión. | 68 |
| 4.1.1.1.0 Transformadores de corriente para medición. | 68 |
| 4.1.1.1.1 Clase de precisión. | 69 |
| 4.1.1.2.0 Transformadores de corriente para protección. | 69 |
| 4.1.1.2.1 Clase de precisión. | 70 |
| 4.1.1.2.2 Clasificación ASA de la precisión. | 70 |
| 4.1.2.0.0 Exactitud de los transformadores de | |

| | |
|--|----|
| corriente. | 71 |
| 4.1.3.0.0 Clase de aislamiento. | 72 |
| 4.1.4.0.0 Polaridad de los transformadores de corriente. | 72 |
| 4.1.5.0.0 Carga (burden). | 73 |
| 4.1.6.0.0 Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL). | 75 |
| 4.2.0.0.0 Transformadores de potencial. | 76 |
| 4.2.1.0.0 Clasificación de los transformadores de potencial por su aplicación y precisión. | 77 |
| 4.2.1.1.0 Transformadores de potencial para medida. | 77 |
| 4.2.1.1.1 Clase de precisión. | 77 |
| 4.2.1.2.0 Transformadores de potencial para protección. | 78 |
| 4.2.1.2.1 Clase de precisión. | 79 |
| 4.2.2.0.0 Polaridad. | 79 |
| 4.2.3.0.0 Carga (burden). | 80 |
| 4.2.4.0.0 Clase de aislamiento. | 80 |
| 4.2.5.0.0 Exactitud de los transformadores de potencial. | 81 |
| 4.2.6.0.0 Factor de corrección de relación (FCR). | 81 |
| 4.3.0.0.0 Mantenimiento y prueba del equipo de protección. | 81 |
| 4.3.1.0.0 Clasificación de las pruebas de los relevadores. | 82 |
| 4.3.1.1.0 Pruebas de fábrica. | 82 |
| 4.3.1.2.0 Pruebas de instalación. | 83 |
| 4.3.1.3.0 Pruebas periódicas de mantenimiento. | 87 |
| 4.3.2.0.0 Bancos de prueba. | 89 |
| CONCLUSIONES DEL CAPITULO IV | 91 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS | 92 |

V EL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION DE PROTECCION PARA GENERADORES DE ALTA TENSION.

| | |
|--|----|
| Introducción. | 93 |
| 5.1.0.0 Descripción del Relevador Digital Multifunción. | 93 |
| 5.1.1.0 Controles del panel frontal del Relevador M-0420. | 94 |
| 5.1.1.1 Controles e indicadores de la interfase del usuario. | 94 |
| 5.1.1.2 Controles e indicadores de destino/estado (Target/Status). | 96 |
| 5.1.1.3 Indicadores de destino y teclas de restablecimiento de destino/prueba de lámpara (Target reset/Lamp test). | 97 |
| 5.1.1.4 Interfases serie COM1 y COM2 (Serial Interfase COM1 and COM2). | 99 |
| 5.2.0.0 Operación del Relevador Digital Multifunción. | 99 |
| 5.2.1.0 Flujo del software. | 99 |

| | |
|--|-----|
| 5.2.1.1 Autoprueba de encendido y pantallas de estado. | 99 |
| 5.2.1.2 Pantallas de mensajes por defecto. | 101 |
| 5.2.1.3 Pantallas de acceso. | 102 |
| 5.2.1.4 Flujo del menú. | 102 |
| 5.2.2.0 Desplazamiento entre menús. | 106 |
| 5.2.3.0 Introducción de valores. | 106 |
| 5.2.4.0 Códigos de acceso. | 107 |
| 5.2.5.0 Habilitando y deshabilitando funciones del relevador M-0420. | 108 |
| 5.3.0.0 Descripción de las funciones del Relevador Digital Multifunción. | 108 |
| 5.4.0.0 Puntos de referencia del relevador M-0420. | 135 |
| 5.5.0.0 Teoría de funcionamiento. | 137 |
| 5.5.1.0 Diagrama de bloques del sistema. | 138 |
| 5.5.2.0 El procesador anfitrión. | 140 |
| CONCLUSIONES DEL CAPITULO V | 141 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS | 141 |

VI APLICACIONES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION.

| | |
|---|-----|
| Introducción. | 142 |
| 6.1.0.0 Ideas básicas de la protección por relevadores. | 142 |
| 6.2.0.0 Principios básicos de operación del sistema de protección. | 143 |
| 6.3.0.0 Consideraciones económicas. | 144 |
| 6.4.0.0 Configuración de disparo del relevador M-0420. | 145 |
| 6.5.0.0 Aplicaciones del Relevador Digital Multifunción. | 145 |
| 6.6.0.0 Funciones relevadoras de protección. | 154 |
| 6.6.1.0 Funciones de sobrefrecuencia/baja frecuencia 810/81U. | 154 |
| 6.6.2.0 Funciones de sobrevoltaje y bajo voltaje 59/27. | 154 |
| 6.6.3.0 Función de sobrevoltaje pico 59I. | 155 |
| 6.6.4.0 Funciones de sobrevoltaje a neutro y bajo voltaje a neutro 59N/27N. | 156 |
| 6.6.4.1 Detección de falla a tierra usando la función 59N y VT's en delta rota. | 157 |
| 6.6.4.2 Detección de falla a tierra usando las funciones 27N y 59N con un VT. | 158 |
| 6.6.5.0 Función de sobrecorriente de tiempo inverso, trifásico con control de voltaje o restricción de voltaje 51V. | 159 |
| 6.6.6.0 Función de sobrecorriente a neutro de tiempo inverso 51N. | 165 |
| 6.6.7.0 Función de sobrecorriente instantánea y sobrecorriente instantánea a neutro 50/50N. | 166 |
| 6.6.8.0 Función de sobrecorriente de secuencia negativa 46. | 166 |

| | |
|---|-----|
| 6.6.9.0 Función de potencia direccional 32. | 168 |
| 6.6.10.0 Función de reconexión 79. | 169 |
| CONCLUSIONES DEL CAPITULO VI | 170 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS | 170 |

VII EJEMPLO PRACTICO DE APLICACION DEL RELEVADOR DIGITAL
MULTIFUNCION PRIDE M-0420.

| | |
|--|-----|
| Introducción. | 172 |
| 7.1.0 Especificaciones técnicas actuales. | 172 |
| 7.2.0 Selección de las funciones de protección. | 175 |
| 7.3.0 Protección diferencial del generador (87G). | 177 |
| 7.4.0 Protección contra sobre temperatura en el estator (49G) | 179 |
| 7.5.0 Funciones de protección de sobrevoltaje (59), de bajo voltaje (27) y sobrevoltaje pico (59I). | 180 |
| 7.5.1 Cálculo y ajustes de las funciones de voltaje. | 181 |
| 7.6.0 Funciones de protección de sobrecorriente (51V y 50). | 184 |
| 7.6.1 Cálculo y ajustes de las funciones de sobrecorriente. | 186 |
| 7.6.2 Cálculo y ajuste de la función de sobrecorriente instantánea. | 188 |
| 7.7.0 Función de protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46). | 188 |
| 7.7.1 Cálculo y ajuste de la función de sobrecorriente de secuencia negativa. | 193 |
| 7.8.0 Función protectora para falla a tierra en el estator del generador (64G). | 195 |
| 7.8.1 Cálculo y ajustes de la función relevadora de falla a tierra en el estator del generador. | 200 |
| 7.9.0 Función protectora de potencia direccional para falla de potencia inversa y sobrepotencia (32R/32F). | 205 |
| 7.10.0 Cálculo de la función protectora de sobre frecuencia y baja frecuencia (810/81U). | 208 |
| 7.11.0 Configuración y resumen de ajustes del Relevador Digital Multifunción Pride M-0420. | 210 |
| 7.11.1 Configuración de las funciones relevadoras de protección del Relevador Digital Multifunción. | 211 |
| 7.11.2 Resumen de ajustes de las funciones relevadoras del Relevador Digital Multifunción. | 212 |
| CONCLUSIONES DEL CAPITULO VII | 213 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS | 213 |

| | |
|--|-----|
| CONCLUSIONES GENERALES Y RECOMENDACIONES | 215 |
|--|-----|

Anexo

| | | |
|---|---|-----|
| A | Rutinas de prueba de las funciones de protección del Relevador Digital Multifunción Pride M-0420. | 218 |
| B | Procedimiento de diagnóstico operativo para el Relevador Digital Multifunción Pride M-0420. | 229 |
| C | Esquemas sugeridos de los transformadores de potencial utilizados para la conexión con el Relevador Digital Multifunción. | 242 |
| D | Lógica de disparo del Relevador Digital Multifunción M-0420 para las diferentes configuraciones de protección. | 245 |
| E | Rangos de operación de las funciones de protección del Relevador Digital Multifunción Pride M-0420. | 247 |
| F | Códigos de error para la auto-prueba del Relevador Digital Multifunción Pride M-0420. | 252 |

CAPITULO

I

GENERADORES SINCRONOS. CONCEPTOS BASICOS.

Introducción.

La constitución de los generadores eléctricos trifásicos que se emplean en las centrales eléctricas se rigen por las revoluciones por minuto (r.p.m.) de sus máquinas motrices. Los generadores acoplados a turbinas hidráulicas se construyen para velocidades diferentes, según la potencia, altura del salto y tipo de turbina.

Hasta la velocidad de 750 r.p.m., el rotor es del tipo de polos salientes, y por lo general de eje vertical; salvo en las velocidades más altas con turbinas Pelton, en que se disponen con eje horizontal. Para velocidades de 750 r.p.m. y superiores, el rotor es del tipo cilíndrico de eje horizontal.

1.1.0.0.0 Características generales de funcionamiento.

1.1.1.0.0 Tensiones nominales.

En la Tabla 1.1, se expresan las tensiones nominales de régimen y las correspondientes tensiones nominales de los generadores. En todos los casos, el valor de la tensión nominal del generador se elige en un 5% más elevada que la tensión de régimen de la red, con el objeto de poder compensar, en parte, la caída de tensión hasta el consumidor.

Actualmente, y para grandes potencias, existe la tendencia de elevar las tensiones nominales de los generadores. Debido al mucho material aislante necesario, el precio de los generadores resulta elevado. Sin embargo, en ciertas circunstancias puede resultar económico prever estas elevadas tensiones de funcionamiento de los generadores. Por ejemplo, en el caso de la red de alta tensión de una gran ciudad, alimentada directamente a 25 KV con un generador de la misma tensión, entonces se puede prescindir de los transformadores en la central.

En el sistema de nuestro país (CEL), el voltaje nominal que se utiliza para la generación de energía eléctrica es de 13.8 y 13.2 KV, y casos particulares de 4.16 KV, los cuales por medio de transformadores de gran potencia (15 MW, 20 MW, etc), es elevada a 115 KV para efectos de transmisión; y en el caso de la interconexión con Guatemala a 230 KV. Para la subtransmisión se utiliza los niveles de voltaje de 46 KV, 34.5 KV y 23 KV.

Tabla 1.1. Tensiones de régimen y nominales para generadores.

| TENSION DE REGIMEN | TENSION NOMINAL DE LOS GENERADORES |
|--------------------|------------------------------------|
| 125 V | 130 V |
| 220 V | 230 V |
| 380 V | 400 V |
| 500 V | 525 V |
| 1,000 V | 1,050 V |
| 3,000 V | 3,150 V |
| 5,000 V | 5,250 V |
| 6,000 V | 6,300 V |
| 10,000 V | 10,500 V |
| 15,000 V | 15,750 V |

1.1.2.0.0 Velocidades normales.

Las velocidades normales de los generadores síncronos vienen determinadas por la velocidad de la máquina motriz y por la frecuencia, en función del número de polos, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$n = \frac{60 F}{p} \text{ [r.p.m.]}$$

donde F es la frecuencia de la red en Hertz y p el número de pares de polos.

En el caso de que la frecuencia sea de 60 Hz, como sucede generalmente, se consideran normales los números de polos y velocidades mostrados en la Tabla 1.2.

1.1.3.0.0 Potencia de los generadores.

En función de sus dimensiones, la potencia de los generadores trifásicos síncronos, viene expresada por la

siguiente fórmula aproximada:

$$P \approx 5 d^2 l n \text{ [KVA]}$$

donde: d = Diámetro interior del estator en cm.
l = Longitud del hierro del estator en cm.
n = Velocidad de rotación en r.p.m.

Tabla 1.2. Velocidades normales de generadores síncronos trifásicos.

| NUMERO DE POLOS | VELOCIDAD (r.p.m.) |
|-----------------|--------------------|
| 2 | 3,600 |
| 4 | 1,800 |
| 6 | 1,200 |
| 8 | 900 |
| 10 | 720 |
| 12 | 600 |
| 16 | 450 |
| 20 | 360 |
| 24 | 300 |
| 28 | 257 |
| 32 | 225 |
| 36 | 200 |
| 40 | 180 |
| 48 | 150 |
| 56 | 128 |
| 64 | 112 |
| 72 | 100 |
| 80 | 90 |
| 92 | 78 |

Por lo tanto, para una velocidad dada, la potencia máxima está fijada por los valores de l y d. El diámetro d está determinado por el valor máximo de la velocidad periférica y la longitud l, por consideración de orden mecánico y por la necesidad de una eficiente refrigeración.

1.1.4.0.0 Velocidad de embalamiento.

Si el par resistente opuesto al par motor de la máquina motriz, se anula, sin que intervengan los órganos de regulación, la velocidad aumenta hasta un valor máximo denominado velocidad de embalamiento o velocidad de fuga.

Se denomina coeficiente de embalamiento a la relación

entre la velocidad de fuga y la velocidad nominal, es decir:

$$K = \frac{\text{velocidad de fuga}}{\text{velocidad nominal}}$$

Esta relación tiene gran importancia para la determinación de la potencia máxima de un generador.

$$P_{\max} = \frac{1.33 \times 10^8}{K^2 n} \text{ [KVA]}$$

y, también, para calcular el dimensionamiento de un generador dada una determinada potencia. Según el tipo de máquina motriz, el valor de K es el que se muestra en la Tabla 1.3.

Tabla 1.3. Coeficientes de embalamiento para algunos tipos de turbinas.

| COEFICIENTE DE EMBALAMIENTO K | TIPO DE TURBINA |
|-------------------------------|------------------------------|
| 1.8 | PELTON. |
| 1.6 | FRANCIS (lentas y normales). |
| 1.9 | FRANCIS (rápidas). |
| 2.3 | DE HELICE. |
| 2.5 a 3.5 | KAPLAN. |
| 1.25 | DE VAPOR. |
| 1.2 | MAQUINAS MOTRICES DE EMBOLO. |

El conocimiento del coeficiente K tiene, sobre todo, un valor decisivo en la determinación de las características constructivas de los generadores accionados por turbinas hidráulicas, pues estas últimas máquinas tienen la particularidad de que su velocidad aumenta considerablemente cuando se descargan.

1.1.5.0.0 Momento de inercia.

El momento de inercia está definido por la siguiente relación.

$$J = M R^2 = \frac{G D^2}{4 g} \text{ [Kg-m}^2\text{]}$$

donde: M = Masa de las piezas en movimiento en Kg.
R = Radio del rotor en m.
G = Peso de las piezas en movimiento en N.
D = Diámetro del rotor en m.
g = Aceleración de la gravedad = 9.81 m/s².

Esta magnitud tiene una influencia preponderante en la determinación del diámetro del rotor, así como en el peso de la máquina.

1.1.6.0.0 Constante de aceleración.

La constante de aceleración o tiempo de lanzamiento, es el tiempo necesario para que el grupo máquina motriz-generador, partiendo del reposo, alcance la velocidad nominal, bajo la acción de un par constante, igual al par correspondiente a la velocidad nominal. Esta constante viene expresada por la fórmula:

$$T_a = \frac{J w^2}{1000 P_n} \text{ [seg]}$$

donde: J = Momento de inercia en Kg-m².
w = Velocidad angular en rad/seg.
P_n = Potencia nominal en Kw.

Esta magnitud permite apreciar la estabilidad de los reguladores. Como ejemplo podemos mencionar que la constante de aceleración es de 4 a 8 segundos para turbinas Pelton y Francis y de 8 a 14 segundos para turbinas Kaplan.

1.1.7.0.0 Características eléctricas.

Las características eléctricas de los generadores síncronos para centrales eléctricas, dependen de la función atribuida a la central, en lo que a potencia activa y reactiva se refiere.

Estos generadores deben suministrar la potencia activa y reactiva de la red, de ahí el diseño de los mismos de

poder proporcionar la potencia nominal con un factor de potencia de 0.7. Actualmente, a los generadores de las centrales eléctricas se les fija por dieño la potencia nominal para un factor de potencia nominal de 0.8 y en las grandes unidades se llega a valores que no bajan de 0.9.

La capacidad de sobrecarga para generadores instalados en centrales de punta, es del orden del 15 al 20% de la potencia nominal, admitiéndose, con esta sobrecarga, elevaciones de temperatura superiores a las fijadas en las normas.

El rendimiento de los generadores modernos es elevado y a plena carga alcanza, según el tamaño de la máquina, de 0.94 a 0.98 correspondiendo los valores mayores a las máquinas de gran potencia. La dependencia entre el rendimiento y la carga puede deducirse de los siguientes datos, que corresponden a un generador de 20 MVA, y un factor de potencia de 0.8.

| | | |
|--------------------|-------|-------|
| PLENA CARGA | _____ | 0.971 |
| 3/4 DE PLENA CARGA | _____ | 0.967 |
| 1/2 DE PLANA CARGA | _____ | 0.957 |
| 1/4 DE PLENA CARGA | _____ | 0.922 |

1.1.8.0.0 Necesidad de la regulación de la tensión de los generadores sincronicos.

A los generadores de las centrales eléctricas se les exige que mantengan la tensión sensiblemente constante. Estando sometidos los mismos a continuas variaciones de carga, se precisa, por consiguiente una regulación continua de la excitación. Para limitar ésta en todo lo posible, los generadores se construyen con gran reactancia de dispersión y pequeño entrehierro, lo que equivale a una mayor reacción de inducido, resultando así las llamadas máquinas blandas, en las cuales al oscilar la carga, la excitación tiene que variar en cuantía sensiblemente mayor. Esta regulación de tensión es imperfecta si se hace manualmente, y para despreocupar de ellas al personal se recurre a dispositivos automáticos, los llamados reguladores rápidos, los cuales cuando se producen las variaciones de carga, acomodan la excitación del modo más rápido posible a las nuevas circunstancias de dicha carga.

1.1.9.0.0 Estudio elemental de un generador síncrono en régimen transitorio.

Los generadores de las centrales eléctricas pueden funcionar en dos regímenes permanentes; régimen estable y

régimen transitorio. El primero cuando la carga permanece constante y el segundo cuando la carga se modifica lentamente o, en otros casos, instantáneamente. Como los reguladores de tensión tienen por objeto hacer que la tensión del generador vuelva a un valor de régimen después de una perturbación, nos interesa estudiar el régimen transitorio.

Supongamos un generador a velocidad constante, cualquiera que sea la carga, lo que, por otra parte, es el caso más corriente en la práctica.

Consideremos un generador (Figura 1.1) que marcha en vacío, a velocidad normal, y proporciona su tensión normal; la excitatriz posee un solo reóstato de excitación que actúa sobre el campo inductor de la misma excitatriz. Por medio de un interruptor S, podemos poner el generador a plena carga; normalmente, esta carga será parcialmente reactiva.

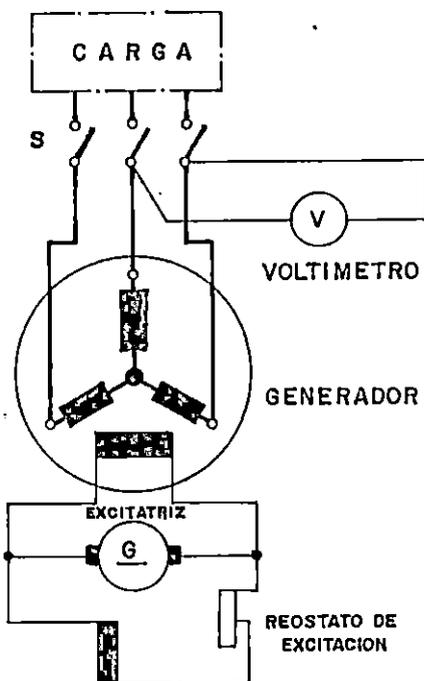


Figura 1.1. Esquema de conexiones para el estudio de un generador trifásico síncrono en régimen transitorio.

Cerraremos el interruptor S, observando los aparatos de medida; de forma instantánea, la tensión indicada por el voltímetro baja bruscamente, tal como está representado en la Figura 1.2. La sección vertical AB, que es la caída

instantánea, se debe a la reactancia del generador, y la sección BC (en la que ya interviene el tiempo), es el efecto de la reacción de inducido del generador.

Esta reacción de inducido depende de la componente reactiva de la carga. Si no se actuara sobre el reóstato de campo de la excitatriz, la tensión continuaría decreciendo, alcanzando valores muy bajos, tal como se representa en la línea punteada de la Figura 1.2.

Por lo tanto, si la sección vertical de la curva de caída de tensión, tiene lugar en un tiempo nulo, el regulador no puede suprimirla, ya que es esta misma caída la que pone en funcionamiento dicho regulador; es decir, que habría de construirse un dispositivo que adivinara la perturbación, lo que naturalmente resulta imposible.

Es decir, que un regulador tendrá tanta más eficiencia, cuanto su punto de intervención se acerque más al punto B de la curva. Un regulador rápido tiene su punto de acción infinitamente cerca del punto B.

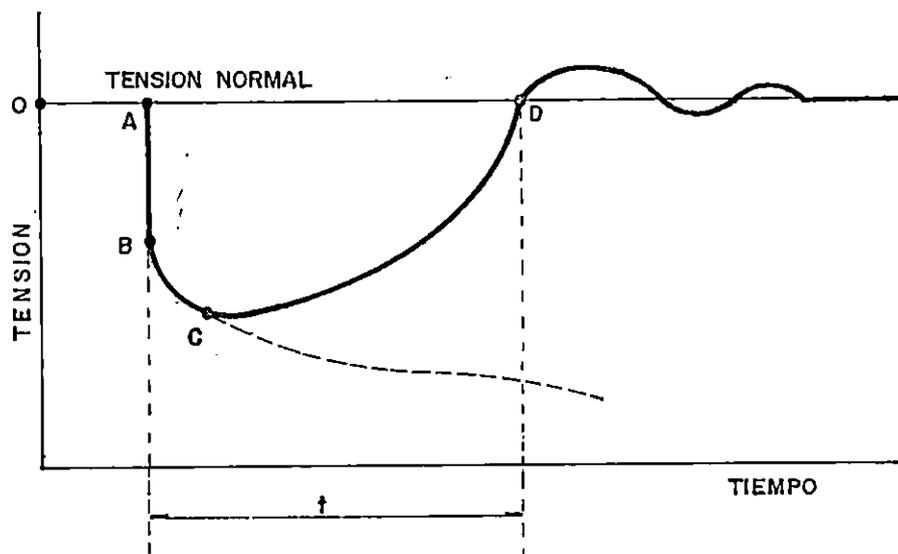


Figura 1.2. Curva de funcionamiento de un generador síncrono en régimen transitorio con regulación manual de la excitación.

1.2.0.0.0 Características generales de construcción.

En este apartado, se mencionará, con no mucho detalle, la disposición constructiva de las máquinas síncronas,

específicamente el generador.

Existen dos grandes grupos de máquinas síncronas: Las máquinas con rotor de polos salientes, empleadas como generadores y como motores, y que, a su vez, pueden ser de eje horizontal o de eje vertical; y las máquinas con rotor de polos distribuidos, empleadas siempre como generadores de eje horizontal y que se denominan, en general, turbogeneradores.

Los generadores de polos salientes son de pequeña velocidad y se emplean, sobre todo, para la generación de energía eléctrica en las centrales hidráulicas; los turbogeneradores se construyen para altas velocidades (1,500 a 3,000 r.p.m.) y se utilizan para generación de energía eléctrica en las centrales térmicas y nucleares.

1.2.1.0.0 Características constructivas generales de los turbogeneradores.

Además de los parámetros fundamentales que caracterizan a un generador: Potencia, Factor de Potencia, Velocidad y Tensión, en los turbogeneradores existen otras magnitudes complementarias que tienen gran influencia sobre las dimensiones y disposición constructiva de estas máquinas, entre las más importantes podemos mencionar: Reactancia Síncrona, Reactancia Transitoria y Subtransitoria, la cuantía de las pérdidas, los calentamientos admisibles y el momento de inercia.

La potencia de un turbogenerador, considerando sus dimensiones y la velocidad de éste, está determinada por:

$$P \approx 5 d^2 l n$$

donde: d = Diámetro interior del estator en cm.

l = Longitud del entrehierro del estator en cm.

n = Velocidad de rotación en r.p.m.

El diámetro está limitado por los esfuerzos mecánicos debidos a la fuerza centrípeta que se ejerce sobre el rotor; y la longitud está limitada por la velocidad de embalamiento. Además de depender de estos factores, la potencia límite depende del sistema de enfriamiento.

Para los turbogeneradores existen muchas limitantes para su dimensionado, como las mencionadas anteriormente, pero una limitante muy influyente, para obtener grandes potencias, son las dificultades que se presentan para su transporte y montaje.

Una de las formas para aumentar considerablemente la potencia en los turbogeneradores, es utilizando refrigeración por hidrógeno, siendo en la actualidad la potencia unitaria máxima de 600 MW utilizando este sistema.

Otra forma de aumentar la potencia activa de los turbogeneradores es aumentando su factor de potencia, mediante un cuidadoso diseño de los bobinados y del circuito magnético.

Una de las características importantes de los generadores es la temperatura máxima permisible en funcionamiento normal, la cual es de 110 °C para el estator de todos los generadores cuya potencia sea mayor de 5 MVA y, para los turbogeneradores, de 115 °C en el rotor.

1.2.2.0.0 Conjuntos constructivos de los turbogeneradores.

Los turbogeneradores son construidos, en todos los casos, de eje horizontal, ya que la disposición constructiva de las turbinas que los accionan, así lo exigen.

Podemos observar en la Figura 1.3, la disposición general de los elementos básicos que constituyen un turbogenerador, donde se enumeran dichas partes, a saber:

1. Rotor.
2. Soporte del cojinete.
3. Cubierta metálica sobre el perno de anclaje.
4. Tapa para cubrir los terminales de los detectores de temperatura.
5. Ventanilla de inspección.
6. Orejeta para izar.
7. Nucleo magnético del estator.
8. Cabezas de las bobinas del estator.
9. Cojinete del generador.
10. Anillos colectores y dispositivos portaescobillas.

La Figura 1.4 muestra la excitatriz del mismo turbogenerador, en el cual están señaladas las partes principales que la conforman, así:

1. Generador tacométrico.
2. Colectro de la excitatriz.
3. Inducido de la excitatriz.
4. Polos y bobinas del inductor de la excitatriz.
5. Dispositivo portaescobillas.
6. Anillos colectores.
7. Orificio de desagüe del aceite del cojinete del generador
8. Conducto de ventilación de la excitatriz.
9. Filtros de aire.
10. Tubo de desagüe del aceite del cojinete de la

- excitatriz.
11. Cojinete de la excitatriz.

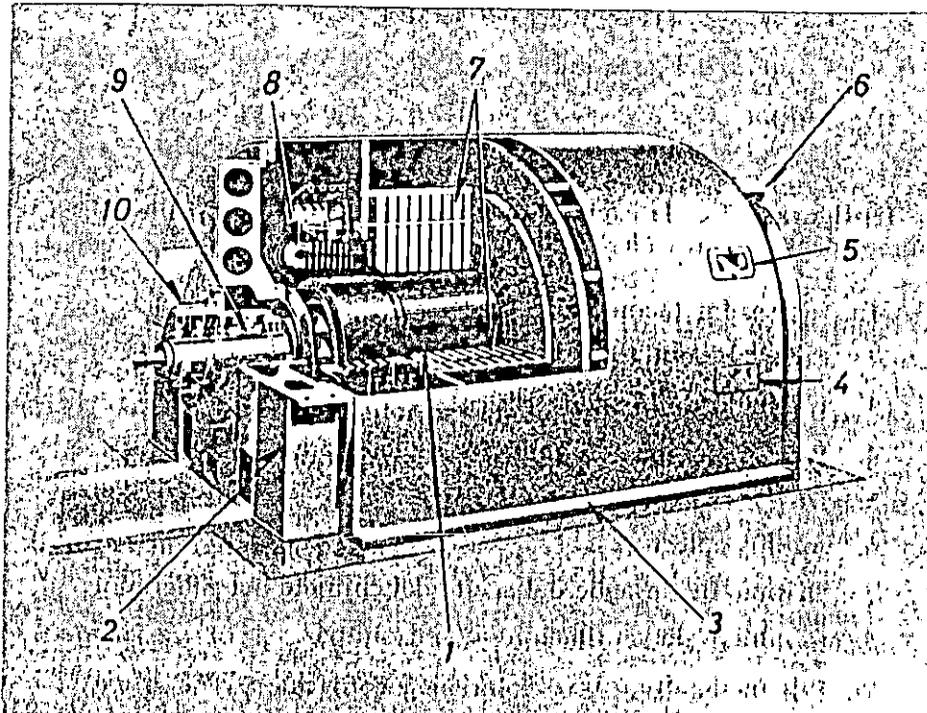


Figura 1.3. Corte parcial de un turbogenerador Westinghouse de 7.5 MW.

1.2.3.0.0 Características constructivas generales de los generadores para centrales hidroeléctricas.

Al igual que en los turbogeneradores, los parámetros esenciales que definen los generadores para centrales hidráulicas son: Potencia activa y reactiva (o potencia aparente y factor de potencia), tensión y reactancia síncrona. Además, es necesario considerar:

- a) La velocidad nominal, que resulta de las características de la caída y, hasta cierto punto, de la elección del tipo de turbina.
- b) La velocidad de embalamiento, resultante de la elección de la turbina.
- c) El momento de inercia, resultante de la elección de la turbina.
- d) La posición geométrica. (Eje vertical u horizontal).

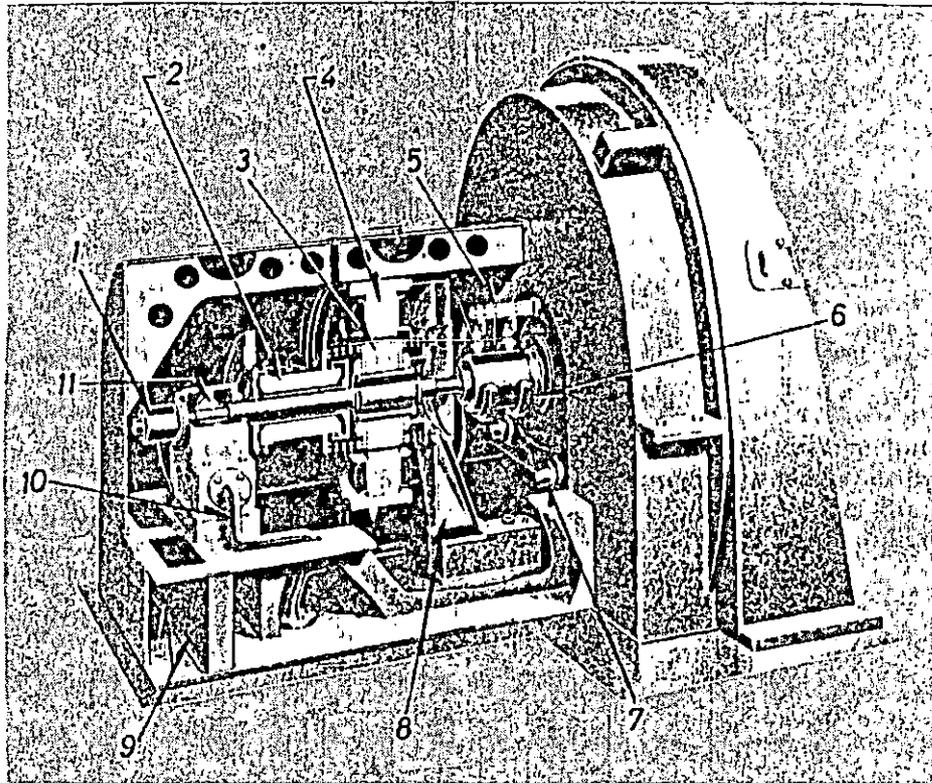


Figura 1.4. Corte parcial de la excitatriz del turbogenerador Westinghouse de 7.5 MW.

Todos estos parámetros influyen sobre el dimensionado del generador. Debido a que éste ha de construirse en función del caudal y de la altura del salto de agua, así como del tipo de turbina elegido. Evidentemente no puede normalizarse los escalones de potencia, como en el caso de los turbogeneradores, y mucho menos los escalones de velocidad.

Es por ello que nos encontramos con una amplia gama de potencias. En los generadores accionados por turbinas Pelton y Kaplan, está comprendida entre 5 MW y 200 MW, y en los generadores accionados por turbinas Francis, se extienden desde 5 MW a 600 MW.

Las velocidades nominales están comprendidas entre 94 y 750 r.p.m..

Con respecto a la tensión nominal, el valor óptimo de tensión crece con la potencia por polo. Pero como las compañías explotadoras se atienen generalmente a las

tensiones normalizadas, la elección de la tensión más adecuada queda muy restringida.

La elección del Factor de Potencia depende de la posición de la central respecto de la red distribuidora y de otros centros de producción; generalmente la potencia reactiva que suministran los generadores accionados por turbinas hidráulicas es pequeña, el factor de potencia sobrepasa casi siempre el valor de 0.85.

La constante de aceleración, que es un parámetro característico en la regulación de velocidad, está comprendida entre 4 y 8 segundos para turbinas Pelton y Francis, y entre 8 y 14 segundos para turbinas Kaplan.

Otros parámetros complementarios tales como las reactancias transitorias y subtransitorias, han evolucionado, mejorando la estabilidad en régimen de perturbación, además aumentando la seguridad en caso de ciertos regímenes anormales de funcionamiento.

La potencia por polo es un factor muy significativo, ya que se basa en la utilización del polo en el flujo magnético y la fuerza magnetomotriz. Si elevamos al máximo las inducciones y las densidades de corriente, es posible elevar también la potencia por polo, aumentando el paso polar, o la longitud o ambas magnitudes a la vez.

Es necesario recordar, que la velocidad periférica depende del paso polar y si este último es muy grande, también la primera tendrá valores grandes, lo que implica una limitante en la potencia por polo.

Además, el aumento de la longitud presenta dificultades tanto en el rotor como en el estator, por razones mecánicas y de calentamiento. Todo esto explica la dificultad de realizar máquinas de gran potencia por polo.

Los sistemas de refrigeración de los generadores para centrales hidroeléctricas podrán parecer no evolucionados en comparación con los sistemas para turbogeneradores. La razón para esto es que, el problema de la refrigeración no es tan importante en este tipo de generadores, debido a que existen menores velocidades en los generadores accionados por turbinas hidráulicas, lo que implica a su vez, menores pérdidas por unidad superficial.

Generalmente, la refrigeración de los generadores de centrales hidráulicas se lleva a cabo por medio de la circulación de aire atmosférico; solo en casos especiales se recurre a otros fluidos diferentes al aire atmosférico.

1.2.4.0.0 Conjuntos constructivos de generadores para centrales hidráulicas.

A continuación vamos a mencionar las características constructivas de dos generadores típicos, uno de eje horizontal y otro eje vertical.

Es sabido que los generadores de eje horizontal se emplean, sobre todo, para ser acoplados a turbinas Pelton de pequeña y mediana potencia, así como en algunos casos, a turbinas Francis de pequeña potencia. Esta disposición también se utiliza con turbinas Kaplan de pequeña potencia (en los llamados grupos bulbo).

Los generadores de eje vertical son los más utilizados en centrales hidráulicas de gran potencia, para su acoplamiento tanto con turbinas Pelton como con turbinas Kaplan y Francis.

Podemos observar en la Figura 1.5 el corte de un generador trifásico síncrono de eje horizontal de la firma Westinghouse, de 1,500 KVA de potencia, utilizado normalmente en instalaciones de mediana potencia. A continuación, se observa dicho generador con algún detalle de sus características constructivas.

a) Rotor.

1. Núcleo magnético del rotor y polos inductores.
2. Organos sustentadores del núcleo magnético al rotor. (Bandajes, bridas de sujeción de los polos inductores, etc.).
3. Organos conductores de la corriente de excitación, es decir, arrollamientos de los polos inductores y su aislamiento.
4. Sujeción de los arrollamientos de los polos inductores a estos, por medio de bandajes y bridas de sujeción.
5. Anillos colectores con sus escobillas que recogen la corriente de excitación procedente de la dínamo excitatriz y la conducen a los arrollamientos de los polos inductores.
6. Canales de ventilación dispuestos longitudinalmente sobre el núcleo magnético.
7. Eje común para el alternador y la excitatriz.

b) Estator.

8. Núcleo magnético del estator.
9. Organo sustentador del núcleo magnético del estator. (Carcasa).
10. Arrollamiento del estator con sus aislamientos.

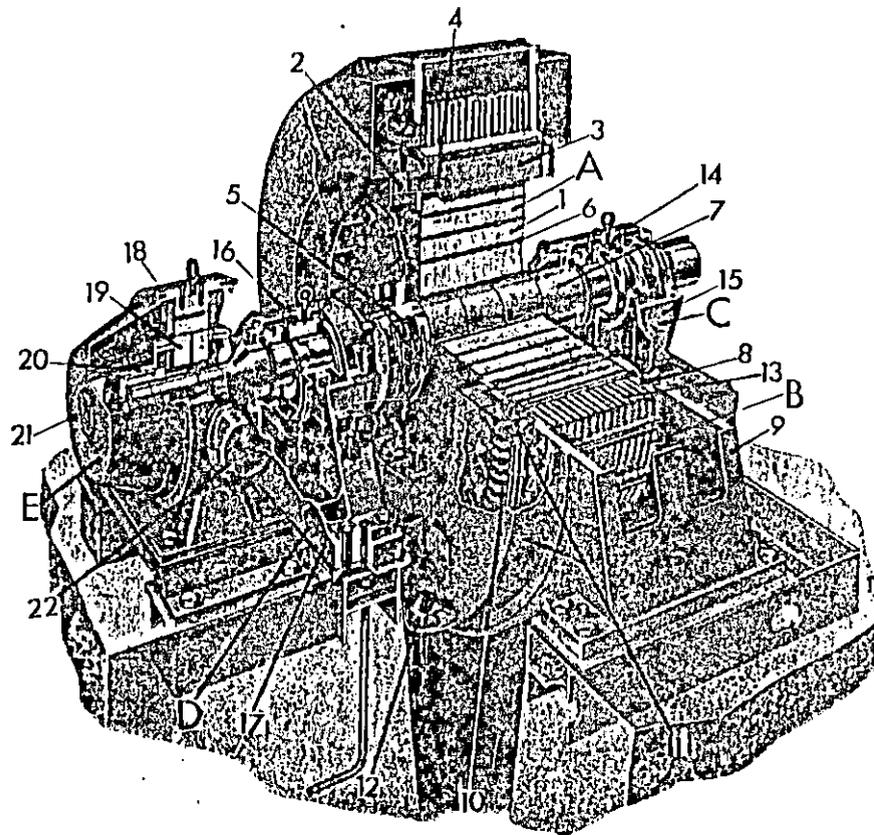


Figura 1.5. Corte parcial de un generador Westinghouse de eje horizontal.

11. Organos de sustentación y protección del arrollamiento del estator (bridas de sujeción, bandajes de sujeción y tapa exterior de chapa de acero).
12. Caja de bornes.
13. Canales de ventilación dispuestos transversalmente sobre el núcleo magnético del estator.

c) Soporte lado transmisión.

(Este generador no tiene tapas, sino que es del tipo de máquinas denominado con soportes de cojinete).

14. Cabeza del cojinete (Cojinete liso o de deslizamiento).
15. Organos sustentador del cojinete o soporte.

- d) Soporte lado de escobillas.
16. Cabeza de cojinete, común al generador y a la dinamo excitatriz (Cojinete liso o de deslizamiento).
 17. Organó sustentador del cojinete o soporte.
- e) Excitatriz.
18. Estator de la excitatriz, con su núcleo magnético, arrollamiento de excitación y órganos de sustentación (Carcasa, etc.).
 19. Rotor o inducido de la excitatriz, con su núcleo magnético, arrollamiento de inducido, órganos de sustentación y eje común con el generador síncrono.
 20. Colector de la excitatriz, con escobillas y portaescobillas.
 21. Tapa del lado escobillas. Esta tapa no lleva cojinete; la excitatriz tiene un solo cojinete, común con el generador síncrono, y que ya se ha señalado antes en el numeral 16.
 22. Caja de bornes, para la salida de los colectores que alimentan el arrollamiento de excitación del generador síncrono.

En la siguiente figura (Figura 1.6), podemos observar un corte parcial de un generador trifásico de eje vertical de la firma Westinghouse cuya potencia es de 3,000 KVA; donde pueden observarse los elementos que lo componen, con algún detalle. Este tipo de construcción se emplea para instalaciones de mediana y gran potencia. A continuación se presentan algunos comentarios de dichos elementos.

- a) Rotor.
1. Núcleo magnético del rotor, con los polos inductores.
 2. Organos sustentadores del núcleo magnético al rotor (cuñas y bridas de fijación).
 3. Organos conductores de la corriente de excitación, es decir, arrollamiento de los polos inductores y su aislamiento.
 4. Sujeción de los arrollamientos de los polos inductores a éstos, por medio de bandajes y bridas de sujeción.
 5. Anillos colectores con sus escobillas, que recogen la corriente de excitación procedente de la dinamo excitatriz y la conducen a los arrollamientos de los polos inductores.
 6. Canales de ventilación, dispuestos longitudinalmente sobre los polos inductores.
 7. Eje común para el generador síncrono y la excitatriz.

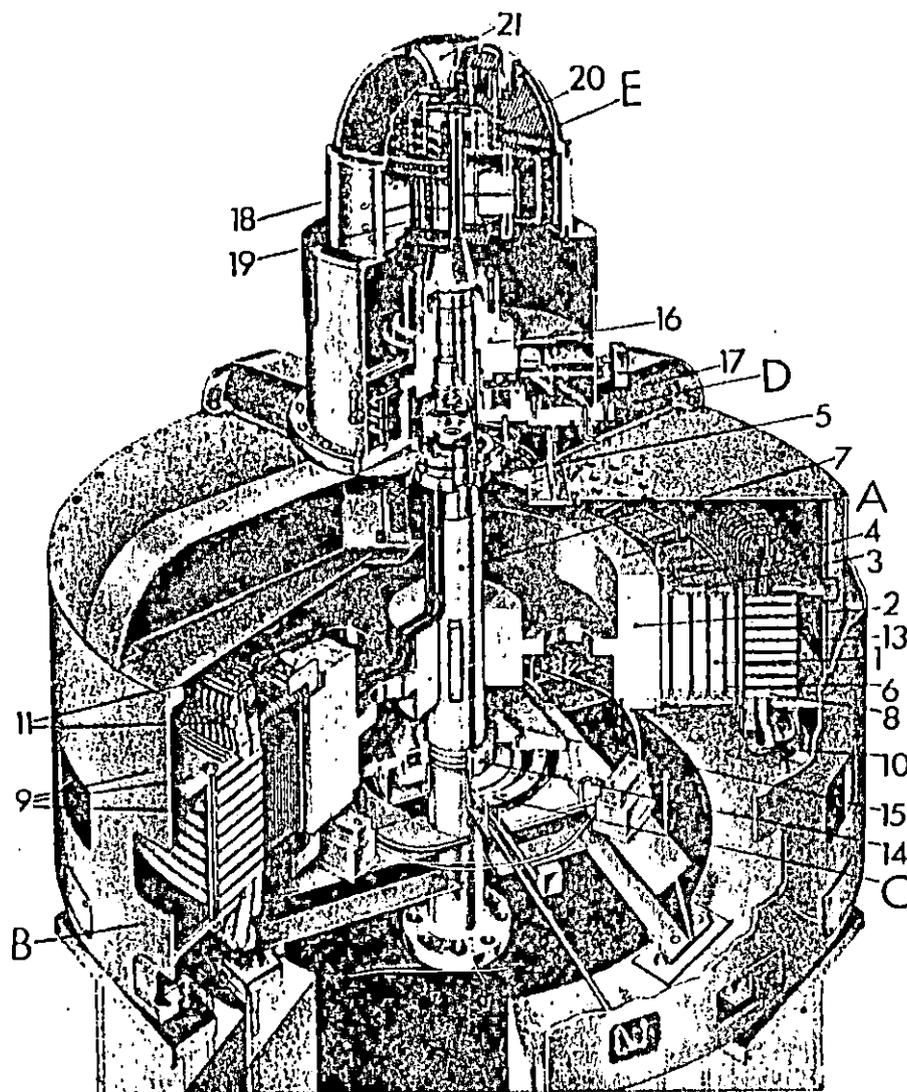


Figura 1.6. Corte parcial de un generador Westinghouse de eje vertical.

b) Estator.

- 8. Núcleo magnético del estator.
- 9. Organos sustentadores del núcleo magnético del estator (carcasa, anillos de sujeción del núcleo y pernos de fijación de los anillos de sujeción).
- 10. Arrollamientos del estator, con sus aislamientos.
- 11. Organos de sustentación del arrollamiento del estator (bridas y bandajes de sujeción).
- 12. Caja de bornes (No representada en la figura).
- 13. Canales de ventilación dispuestos transversalmente sobre el núcleo magnético del estator.

- c) Soporte lado transmisión.
(Este generador no tiene tapa en este lado, solamente un soporte de cojinete horizontal).
14. Cabeza de cojinete.
15. Organó sustentador del cojinete, o soporte de cojinete.
- d) Soporte lado escobillas.
En este lado el generador tiene tapa, pero ésta no soporta al cojinete, sino que este último está apoyado sobre un soporte especial horizontal en forma de cruz, que puede apreciarse muy bien en la figura.
16. Cabeza de cojinete, común al generador síncrono y a la dínamo excitatriz (cojinete liso o de deslizamiento).
17. Organó sustentador del cojinete, o soporte del cojinete.
- e) Excitatriz.
18. Estator de la excitatriz con su núcleo magnético, arrollamiento excitador y órganos de sujeción (carcasa, etc.).
19. Rotor o inducido de la excitatriz, con su núcleo magnético, arrollamiento, órganos de sustentación y eje común con el generador.
20. Colector de la excitatriz, con escobillas, portaescobillas y puente de portaescobillas.
21. Tapa lado escobillas. Esta tapa no lleva cojinete; la excitatriz tiene un solo cojinete, común con el alternador. Señalado anteriormente con el numeral 16

1.3.0.0.0 Excitación de los generadores síncronos.

1.3.1.0.0 Generalidades.

La excitación de los generadores se realiza por medio de corriente continua que recorre el circuito de las bobinas inductoras del rotor.

El sistema de excitación consta de los aparatos y máquinas cuyo objeto es suministrar la energía necesaria para excitar al generador.

El sistema de excitación no debe únicamente suministrar una potencia fija, sino que debe desarrollar la potencia que convenga y modificarla tan rápidamente como sea posible, es decir poseer una gran velocidad de respuesta, según ciertas leyes bien determinadas.

Es sabido que en la práctica no es posible mantener

constante la tensión de un generador, y por tanto evitar las variaciones que causan las perturbaciones o los cambios en la carga. Por ello, podemos evaluar las cualidades intrínsecas de un sistema de excitación según la rapidez con la cual es capaz de establecer el valor deseado de la tensión. La misión que debe realizar el sistema de excitación puede, por tanto, descomponerse en dos partes: la primera consiste en mantener la intensidad de corriente rotórica en el valor necesario durante la perturbación o el cambio de carga, y la segunda, precisa el restablecimiento tan rápido como sea posible del valor prescrito de la tensión en los bornes del generador desde que se produce la variación de la tensión.

1.3.2.0.0 Velocidad de respuesta de las excitatrices.

Para apreciar una máquina de corriente continua como excitatriz es preciso por consiguiente, conocer la rapidez con la cual reacciona a un impulso de corriente, y la potencia que precisa poner en juego para provocar esta reacción.

La velocidad de respuesta de una excitatriz se expresa en voltios por segundo. De una máquina se dice que es una excitatriz de respuesta rápida cuando siendo su tensión nominal de 200 V, la elevación de tensión es al menos de 600 V/seg, o, en función de la tensión nominal, de 300 %/seg.

1.3.3.0.0 Características de funcionamiento de las excitatrices.

La tensión de excitación generalmente utilizada, es de 125 V en las centrales de pequeña y de mediana potencia, y de 250 V en las centrales de gran potencia. Generalmente se utilizan dinamos de característica derivación y, en algunos casos, de característica compuesta o compound.

Con un tipo normal de excitatriz, el generador puede trabajar con tensiones que no excedan de un 15 % sobre la tensión normal de servicio, lo que, en casi todos los casos, resulta suficiente.

La potencia del equipo de excitación depende de la importancia de la central y del tipo de generadores empleados. Para generadores de pequeña potencia y baja velocidad, es necesaria una potencia de excitación de, aproximadamente, un 3 % de la potencia total del generador. En generadores de gran potencia y elevada velocidad (por ejemplo, los turbogeneradores) basta con una potencia de excitación equivalente a un 0.5 % de la potencia total del

generador. Estos datos son solamente orientativos y deben seguirse, en todos los casos, las indicaciones del fabricante. En el caso de barras comunes de excitación para varios generadores, la potencia total de excitación debe resultar suficiente para suministrar toda la corriente de excitación, con el equipo de reserva fuera de servicio. La potencia de este equipo de reserva está comprendida, en la práctica, entre el doble y el triple de la potencia de excitación total necesaria.

En las excitatrices normales de autoexcitación, el límite máximo de tensión es de 135 % de la tensión normal de servicio y su velocidad de respuesta es del orden de 125 voltios por segundo. El régimen estable de trabajo de estas excitatrices, está comprendido entre el 75 % y el 125 % de la tensión nominal de la excitatriz.

En las excitatrices de respuesta rápida, la tensión máxima que se puede obtener es de unos 320 voltios para 250 voltios de tensión nominal; la velocidad de respuesta es de 400 a 600 voltios por segundo.

Para conseguir una elevada velocidad de respuesta de una excitatriz, es conveniente el empleo de una excitatriz piloto, que suministre la corriente de excitación a la excitatriz principal. Casi siempre, la excitatriz piloto está directamente acoplada al eje del generador principal aunque, en algunas ocasiones, se disponen con accionamiento por motores eléctricos independientes.

1.3.4.0.0 Sistemas de excitación.

Los sistemas de excitación para generadores síncronos más empleados son:

1º Excitación independiente. En la que un solo grupo excitatriz formado por una dinamo de tensión constante y un motor eléctrico o una turbina auxiliar, sirve para la excitación de varios generadores regulándose la corriente de éstos por un reóstato de campo.

Este sistema era el preferido en el pasado, porque limitaba las variaciones de tensión por bruscas variaciones de la carga y permite una regulación simultánea de la tensión de todos los generadores, aparte de una mayor economía para el conjunto del sistema de excitación. Hoy en día ha sido casi totalmente abandonado por la inestabilidad de la zona de regulación para valores bajos de la tensión, no permitir una variación suficientemente fina de la tensión, presentar unas pérdidas apreciables en el

reóstato de regulación y no prestarse a la aplicación de reguladores automáticos de tensión con elevada velocidad de respuesta. (Ver Figura 1.7).

20 Excitación propia. Por medio de una excitatriz autoexcitada en derivación, con regulación de la corriente de excitación del generador, por medio del reóstato de campo de la excitatriz. (Ver Figura 1.8).

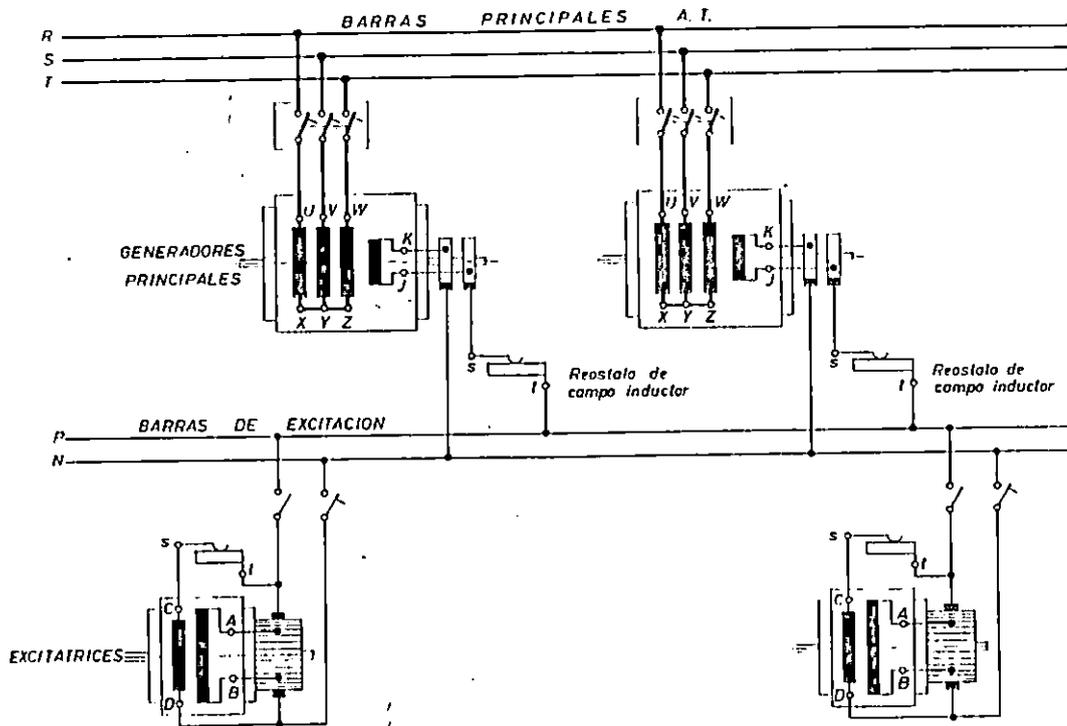


Figura 1.7. Sistema de excitación con excitatrices independientes.

Dicho sistema presenta análogos inconvenientes que el anterior, o sea sensibles pérdidas en el reóstato de regulación, velocidad de respuesta baja y sobre todo presentar una zona inestable para valores bajos de la tensión.

Este último inconveniente puede ser obviado, tomando en cuenta la facultad de regulación de este tipo de excitación.

En la Figura 1.9, vemos la característica en vacío de la excitatriz que hemos mencionado, la cual nos dá la f.e.m. inducida en ella en función de su

corriente de excitación.

La autoexcitación será posible si la recta $i_a R$ llamada recta de resistencia del inductor, que tiene el ángulo de inclinación correspondiente a $\text{tg } \alpha = R$, corta a la característica en su punto S. R es la resistencia total en el circuito del inducido y en el de excitación.

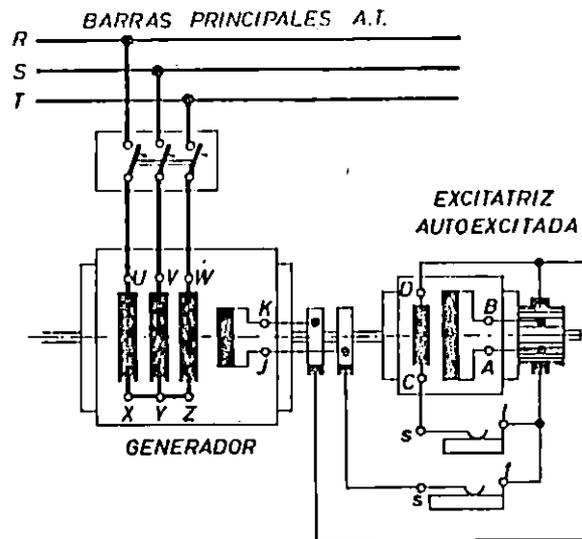


Figura 1.8. Sistema de excitación con excitatriz autoexcitada en derivación.

Si, a modo de aproximación, prescindimos de la pequeña resistencia interna de la excitatriz, tendremos también en el punto de corte de tensión en bornes de dicha excitatriz ($E_a \approx U_a$), y con ella la corriente excitadora I_a que circula por el generador.

Para alcanzar en la excitatriz una tensión en bornes menor, hay que hacer mayor la resistencia en el circuito de la excitación de la excitatriz. La recta representativa de la resistencia adquiere entonces una pendiente y puede confundirse con la parte rectilínea de la curva de f.e.m., es decir, que no tenemos ahora condiciones de estabilidad, al haber desaparecido el punto de corte. Una característica de excitación con arreglo a la Figura 1.9 sólo puede, por consiguiente, encontrar empleo cuando la zona de regulación de la excitatriz es pequeña y trabaja siempre en la parte curvilínea de la línea de f.e.m..

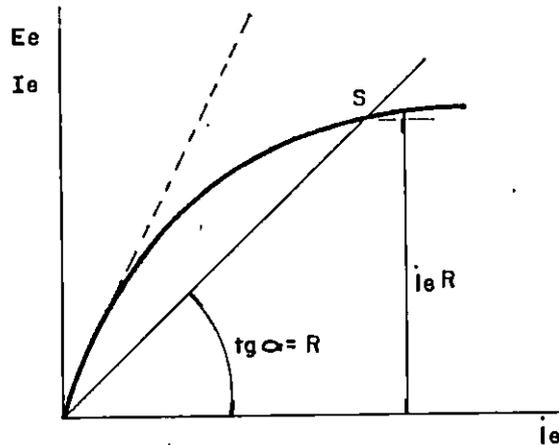


Figura 1.9. Característica en vacío de una excitatriz autoexcitada en derivación.

Para mejorar la capacidad de regulación, se construyen excitatrices en las cuales los polos, mediante artificios especiales, pueden llevarse, incluso con pequeñas corrientes a la zona de saturación: por ejemplo, pueden practicarse en ellos unas hendiduras como en el Figura 1.10 (Polos de regulación).

Con ello se obtiene una curva de f.e.m. que ya para pequeñas corrientes de excitación está incurvada (Figura 1.11) y que para pequeñas tensiones suministra puntos de corte con la recta de resistencia. Aunque con tales polos especiales se cumple la mayoría de las exigencias de regulación impuestas por la práctica, sin embargo se presentan casos en los cuales, la corriente de excitación tiene que llevarse a valores muy pequeños, y entonces los polos reguladores no dan a las excitaciones suficiente estabilidad, pues las intersecciones con la curva de f.e.m. son relativamente indecisas en la zona superior.

- 39 Excitación por un grupo de excitación sobre el eje del generador constituido por una excitatriz principal excitada por medio de una excitatriz auxiliar (piloto) funcionando a tensión constante (Figura 1.12). Dicho sistema es el usualmente empleado en los modernos generadores por cuanto permite eliminar el reóstato del circuito de campo del generador, obtener una mayor amplitud de regulación (Figura 1.13), hacer más rápida la variación de flujo inductor del generador principal y aumentar la sensibilidad de regulación al

efectuarse sobre un circuito secundario provisto de una regulación fina.

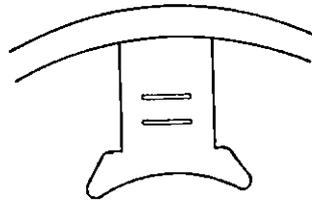


Figura 1.10. Polo de regulación de una excitatriz con hendiduras transversales.

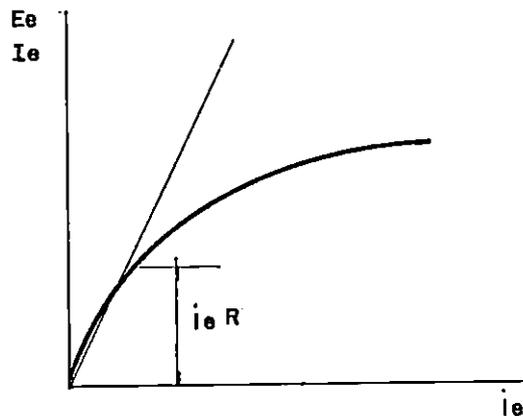


Figura 1.11. Característica en vacío de una excitatriz autoexcitada con polos reguladores.

40 Excitación por medio de un grupo montado sobre el eje del generador formado por una excitatriz principal autoexcitada y de una dinamo elevadora piloto funcionando a tensión constante, que alimenta el arrollamiento de la excitatriz principal, sumando su tensión a la de la dinamo autoexcitada principal (Figura 1.14).

Este sistema reúne las ventajas de la excitatriz autoexcitada y de la excitatriz auxiliar a tensión constante, prestándose además a ser aplicado fácilmente a las máquinas antiguas con excitatrices autoexcitadas con miras a aumentar su velocidad de respuesta y hacer posible la instalación de reguladores ultrarápidos de tensión.

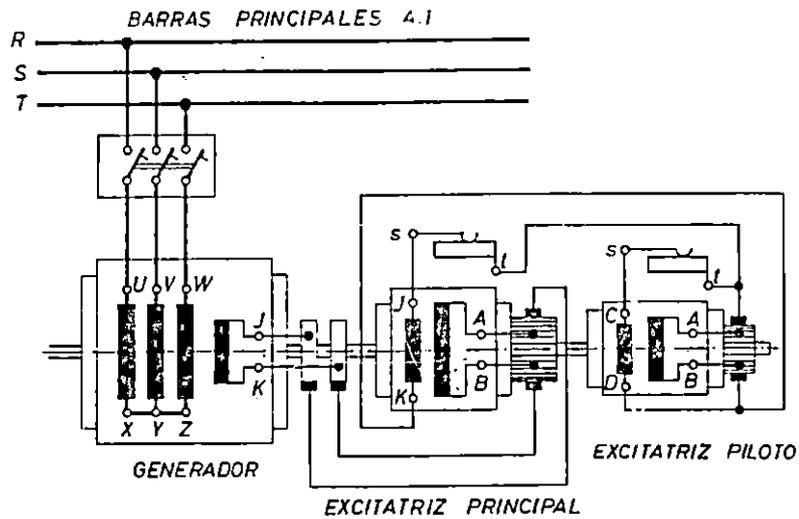


Figura 1.12. Sistema de excitatriz con excitatriz principal y excitatriz piloto.

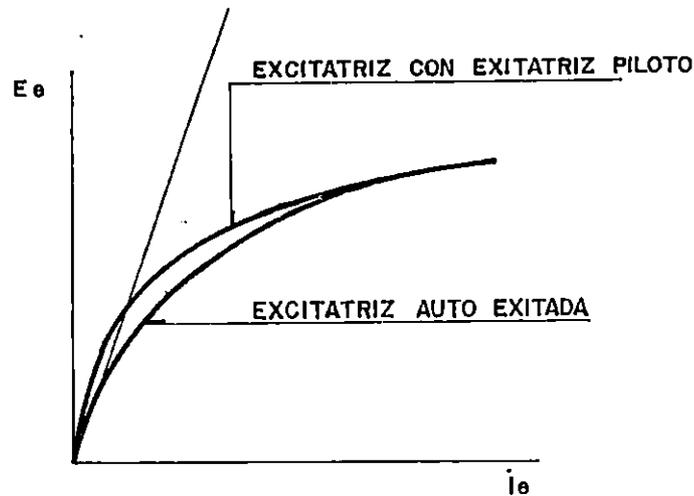


Figura 1.13. Comparación de las características en vacío de una excitatriz autoexcitada y de una excitatriz con excitatriz piloto.

50 Excitación con tensión auxiliar constante (Figura 1.15). Dicho sistema permite hacer estable la regulación en las tensiones bajas con un gasto mínimo.

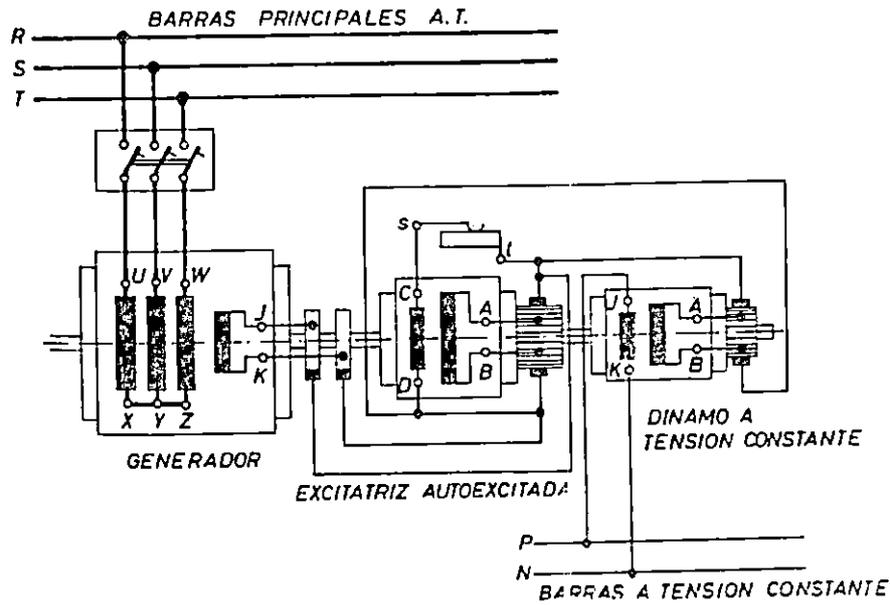


Figura 1.14. Sistema de excitación con excitatriz principal autoexcitada y dinamo elevadora piloto de funcionamiento a tensión constante.

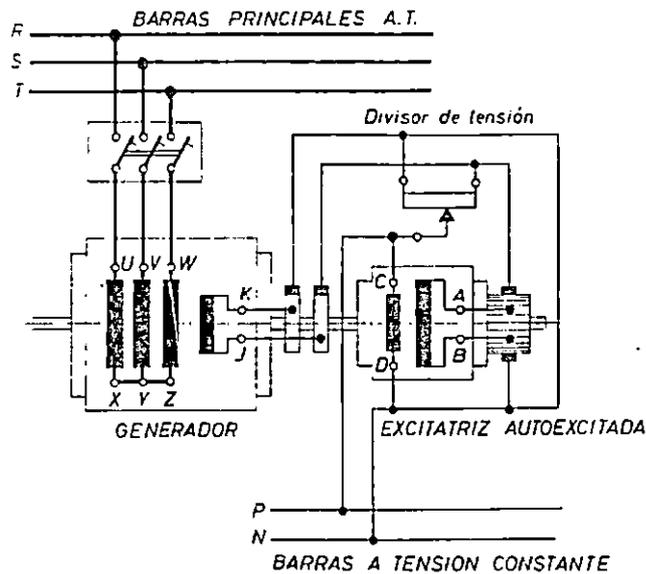


Figura 1.15. Sistema de excitación con excitatriz autoexcitada y tensión auxiliar constante.

60 Excitación de cada generador por medio de un grupo excitatriz independiente por generador, formado por una excitatriz principal y una excitatriz piloto coaxiales accionadas por un motor eléctrico, por una turbina auxiliar o por una caja de engranajes multiplicadores acoplada al eje del generador (Figura 1.16).

Este último sistema es empleado en casos excepcionales: por ejemplo, para turbo generadores de muy elevada potencia en los cuales la velocidad hace difícil la construcción de excitatrices de la potencia suficiente. Se le ha empleado también en generadores de centrales hidráulicas de bajo número de revoluciones, accionando la excitatriz por medio de una caja de engranajes multiplicadores, acoplada al eje del generador principal.

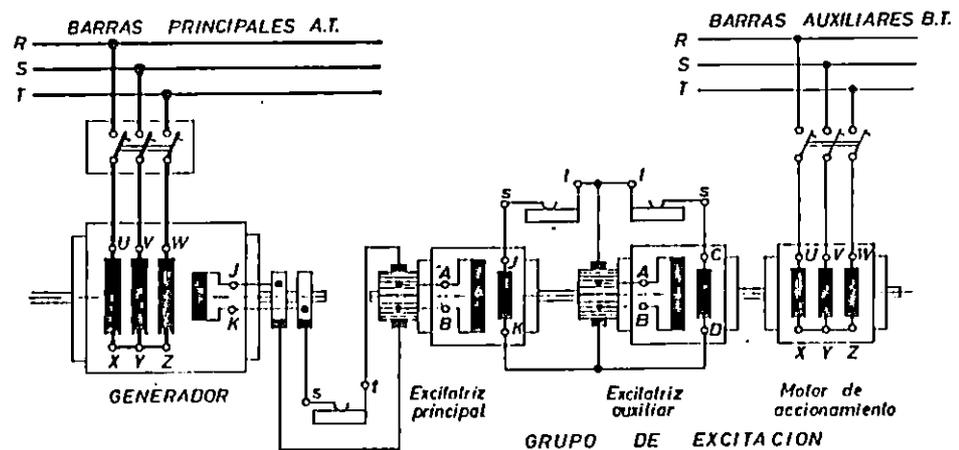


Figura 1.16. Sistema de excitación con grupo de excitación independiente accionado por motor eléctrico.

1.4.0.0.0 Sistemas de enfriamiento.

1.4.1.0.0 Introducción.

Sabemos que el calentamiento es uno de los factores más importantes que limitan la potencia de cualquier máquina; esta limitación es mucho más sensible, que en cualquier otro campo de la electrotecnia, ya que a los calentamientos habituales, debidos a los frotamientos mecánicos, se añaden, en forma particular, los debidos al efecto Joule de las corrientes que atraviesan los conductores y los debidos al fenómeno de histéresis que se

desarrolla en el hierro de los circuitos magnéticos.

Además, el aislamiento de las máquinas se deteriora tanto más rápido cuanto más elevada sea la temperatura a la que están funcionando. Todas estas causas reunidas, hacen que el enfriamiento de los generadores en una central eléctrica se trate de una manera especial.

1.4.2.0.0 Factores determinantes que intervienen en el enfriamiento.

Los tres factores que intervienen en la fijación de las temperaturas de los órganos de una unidad y en esta forma, por consiguiente, su potencia máxima son:

- a) La velocidad periférica del rotor.
- b) La reducción de las pérdidas globales.
- c) El modo de evacuación de las pérdidas.

1.4.2.1.0 Velocidad periférica del rotor.

En un generador autoventilado, la velocidad periférica del rotor es la que fija el gasto máximo de los ventiladores así como el que pasa al mismo rotor, aspirado por sus propios canales de ventilación.

Sin embargo, el aumento del diámetro del rotor lleva consigo mayores pérdidas, que varían con la cuarta potencia de esta dimensión, lo que hace perder una serie de ventajas. El diámetro está limitado, no solamente por los esfuerzos que soportan las diferentes partes del rotor sino también por la dificultad de obtener un metal exento de defectos, dificultad que aumenta con las dimensiones de las piezas de forja. La velocidad periférica es tributaria de los progresos de las fundiciones de acero.

1.4.2.2.0 Reducción de las pérdidas globales.

El crecimiento de la potencia unitaria no habría sido tan rápido si no se hubiese dispuesto de nuevos medios para reducir el conjunto de las pérdidas de las máquinas. Como el gasto de fluido refrigerante que las evacúa es limitado, la refrigeración será tanto más eficaz cuanto más reducidas sean las pérdidas.

Las temperaturas alcanzadas por los bobinados, depende del reparto de estas pérdidas y de su valor. Además, el valor de las pérdidas específicas fija la elección del sistema de enfriamiento, pues un sistema conveniente para un porcentaje de pérdidas dado será insuficiente si éste es

superado y deberá ser reemplazado por otro más apropiado.

Los principales medios con los cuales estas pérdidas se han llevado a los valores actuales, es por medio del reemplazamiento de los materiales magnéticos de algunas piezas, por materiales amagnéticos, logrando de esta forma la reducción de dichas pérdidas; así como también el empleo de hierro con cristales orientados. También, la adopción de ventiladores helicoidales, y de cojinetes más apropiados.

Sin embargo, esta mejora progresiva de la cifra de pérdidas totales habría conocido un retroceso si se hubiese continuado utilizando el aire como fluido de enfriamiento. El reemplazamiento del aire por otros fluidos refrigerantes ha tenido un efecto fundamental sobre la disminución de las pérdidas y sobre la eficacia de la refrigeración.

1.4.2.3.0 Evacuación de las pérdidas.

Los sistemas actualmente empleados que permiten evacuar la energía perdida en las diferentes partes de las máquinas, causa de su calentamiento, son bastante numerosos y variados.

A continuación, mencionaremos los más interesantes de estos sistemas.

1.4.2.3.1. Refrigeración por aire.

El enfriamiento del estator de los generadores es por medio de la circulación forzada de aire fresco a través de los canales de ventilación, de unos 10 mm existentes en las chapas del estator y soplando, por medio de ventiladores, aire sobre las cabezas de bobinas del mismo. En los generadores de las centrales hidráulicas, el aire entra, por lo general, por el espacio que hay entre los polos, y fluye en dirección radial hacia el exterior, a través de los conductos dispuestos para tal efecto. En los turbogeneradores, el aire puede circular radialmente o en dirección axial.

En los generadores de polos salientes la refrigeración del rotor se realiza haciendo fluir aire a través del espacio entre polos; en los rotores cilindricos de los turbogeneradores se hace circular el aire por el entrehierro, a través de conductos especiales. En ambos casos es necesario que las cabezas de las bobinas del rotor reciban aire directamente dirigido a ellas.

La refrigeración por aire de los generadores puede efectuarse en circuito abierto o en circuito cerrado, con

refrigeración separada o con máquinas autorefrigeradas. Las máquinas que emplean el primer sistema, se les denomina generadores abiertos, y a los otros generadores cerrados.

Podemos definir las máquinas abiertas como aquellas en las que no se utiliza ninguna presión estática para forzar el aire a través de los canales de ventilación. Podemos observar un ejemplo de este tipo de ventilación para una máquina pequeña en la Figura 1.17.

Para generadores de mayor potencia, el aire se aspira directamente y se restituye después mediante canalizaciones separadas.

Los sistemas de refrigeración de circuito cerrado son los más utilizados para las grandes máquinas. Este sistema podemos observarlo en la Figura 1.18, aplicado a un turbogenerador, donde el mismo aire vuelve a ser utilizado continuamente.

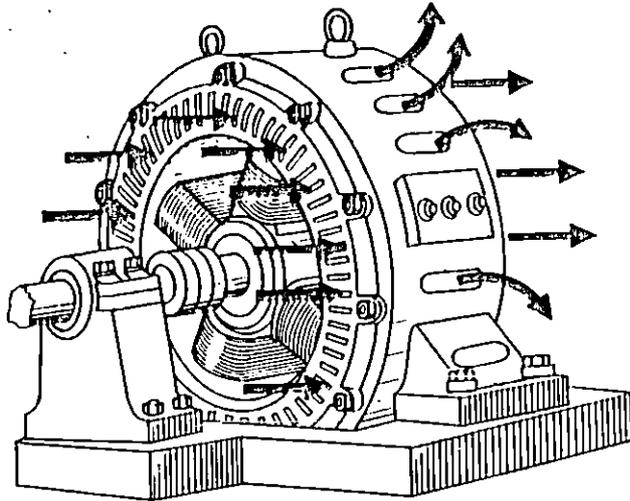


Figura 1.17. Refrigeración por aire, con aspiración directa e impulsión a la sala de máquinas

El aire caliente que sale del generador se hace pasar por refrigeradores tubulares, en los cuales se utiliza un elemento refrigerante, que puede ser, por ejemplo agua. El sistema de refrigeración de circuito cerrado, presenta claras ventajas sobre los sistemas en circuito abierto, de las cuales podríamos mencionar las siguientes:

- a) Las impurezas presentes en el aire, están casi por completo eliminadas.
- b) No existe peligro de incendio.

c) Ocupa mucho menos espacio, por la menor longitud de los conductos de refrigeración, lo que permite muchas veces una reducción de la superficie de la sala de máquinas.

En los generadores para centrales hidráulicas se utiliza casi exclusivamente la refrigeración por aire. En los turbogeneradores, sin embargo, y debido a la mayor cantidad de calor que ha de evacuarse, por causa de su mayor velocidad, la refrigeración por aire solamente se aplica a pequeñas unidades, y para los turbogeneradores de mediana y gran potencia se utilizan otros procedimientos de refrigeración.

Actualmente, se hace circular el fluido refrigerante entre los conductores, o sea en el mismo lugar donde se produce el calor que debe evacuarse. A esta forma de enfriamiento se le conoce como refrigeración directa.

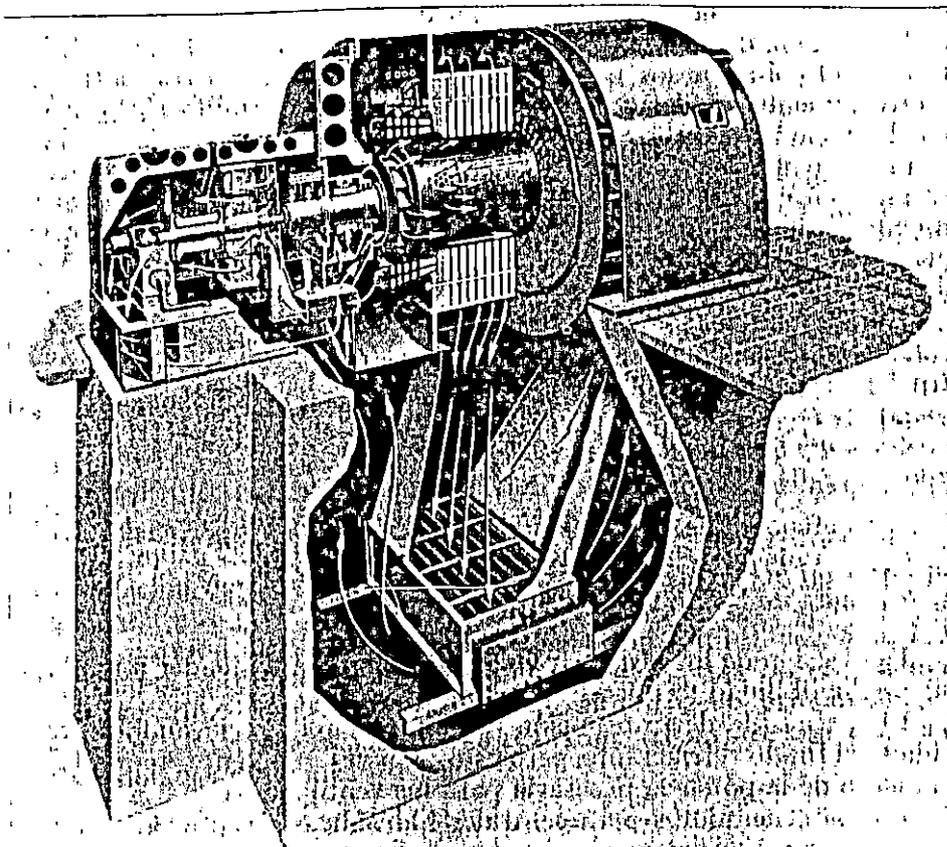


Figura 1.18. Turbogenerador refrigerado por aire con circulación en circuito cerrado.

Como mencionamos anteriormente, en casi todos los generadores para centrales hidráulicas se utiliza la

refrigeración indirecta por aire en circuito cerrado; en cambio, para los turbogeneradores, se utiliza casi siempre, la refrigeración directa. Los sistemas de refrigeración directa más empleados, son los siguientes:

- a) Refrigeración por hidrógeno.
- b) Refrigeración por líquidos.

1.4.2.3.2. Refrigeración por hidrógeno.

En un turbogenerador refrigerado por hidrógeno, tanto la máquina como los refrigeradores están confinados en un mismo recinto. Cierta número de ventiladores helicoidales, que forman bloque con el rotor, hacen circular el hidrógeno a través del generador; el gas se calienta, después atraviesa los tubos de un refrigerador en el que avacúa sus calorías hacia el agua de refrigeración, vuelve entonces a los ventiladores y efectúa un nuevo circuito en la máquina; este ciclo de refrigeración se efectúa gran número de veces por minuto. En la Figura 1.19 podemos observar este tipo de refrigeración de un turbogenerador AEG de 214 MVA.

La cualidad decisiva para la elección de un fluido refrigerante es la densidad, ya que en una máquina, las pérdidas por ventilación son proporcionales a la densidad del agente refrigerante. En la actualidad, solamente dos gases satisfacen la condición de ser más ligeros que el aire: el helio y el hidrógeno.

El helio es inerte e inflamable, propiedades que harían de este gas un agente de refrigeración ideal. Lamentablemente, su rareza y su elevado costo, no permiten tomarlo en consideración para estas aplicaciones industriales.

Por el contrario, el hidrógeno, puede obtenerse en grandes cantidades, a un precio relativamente bajo. Además, es preferible al helio por su menor densidad y por sus mejores características térmicas, siendo también un gas inerte y no mantiene la combustión. Por todas estas razones se puede afirmar que el hidrógeno es el agente más apto para asegurar una eficaz refrigeración de las máquinas eléctricas de gran velocidad de rotación.

Podemos observar algunas características del aire y del hidrógeno que afectan al problema de la refrigeración, en la Tabla 1.4.

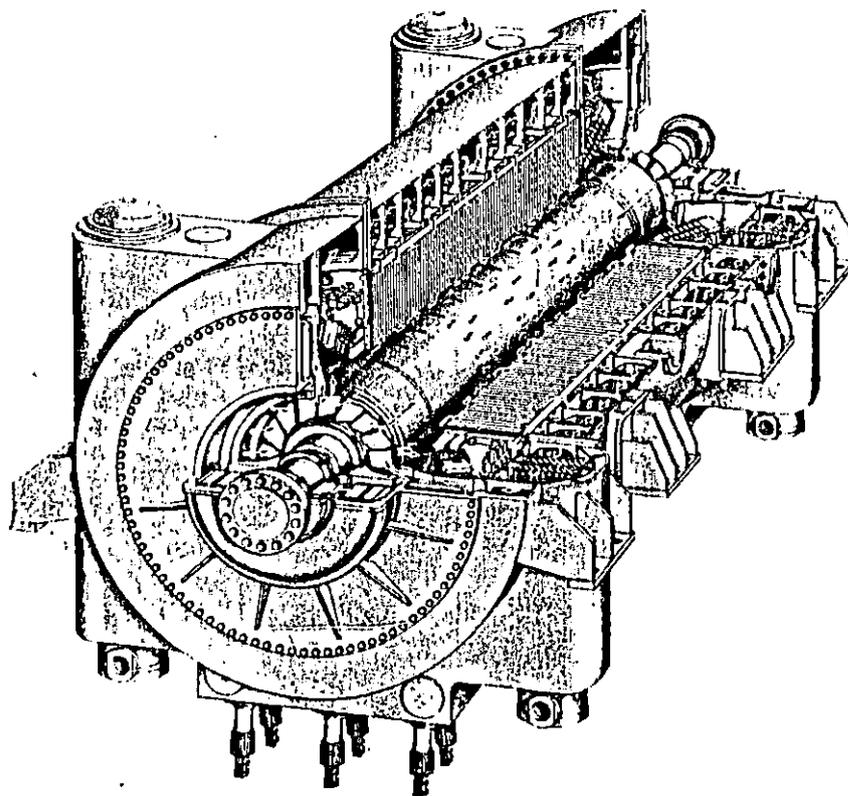


Figura 1.19. Circuito de refrigeración por hidrógeno de un turbogenerador AEG de 214 MVA.

Tabla 1.4. Características comparadas del aire y del hidrógeno como refrigerantes.

| CARACTERISTICA | AIRE | HIDROGENO |
|---|------|-----------|
| Densidad | 1.00 | 0.07 |
| Coefficiente de Conductividad Térmica | 1.00 | 7.00 |
| Coefficiente de Convección | 1.00 | 1.35 |
| Calor Específico | 1.00 | 0.98 |
| Mantiene la combustión? | Si | No |
| Oxidante? | Si | No |
| * Condiciones: Presión : 760 mm de Hg. Temperatura: 25 °C. | | |

Es necesario exponer las principales ventajas y desventajas de la refrigeración por Hidrógeno en los turbogeneradores.

a) Ventajas.

1. Reducción de la pérdidas por ventilación.
2. Realización de máquinas más pequeñas para la misma potencia y el mismo calentamiento.
3. Reducción de los gastos de mantenimiento.
4. Aumento de la vida útil de los aislamientos.
5. Supresión del peligro de incendio.
6. Disminución del ruido.

b) Desventajas.

1. Peligro de explosión.
2. Fugas de Hidrógeno.

1.4.2.3.3. Refrigeración por líquidos.

Se han realizado estudios que han hecho posible la construcción de grandes generadores, tanto para centrales hidráulicas como para centrales térmicas, con bobinados refrigerados directamente por líquidos.

El líquido de refrigeración debe presentar algunas características esenciales:

- a) Conductividad y capacidad térmica elevadas.
- b) Masa específica elevada.
- c) Pequeña viscosidad.
- d) Rigidez dieléctrica suficientemente elevada.
- e) Estabilidad física y química.
- f) Incombustibilidad.

Se han ensayado ciertos aceites minerales poco viscosos, así como líquidos orgánicos de síntesis o de transformación, tales como difenilos clorados, glicoles y fluorocarbonos.

Un buen funcionamiento significa, para cada líquido dado, una relación determinada entre la velocidad de derrame, la sección de los conductos de refrigeración y la presión interior del refrigerante.

Comparada con los mejores aceites aptos para la refrigeración, el agua pura presenta numerosas ventajas sobre ellos; en efecto, a 50 °C es 15 veces menos viscosa y su calor específico es más de 2 veces mayor, de forma que, a igualdad de pérdida de carga, y para el mismo calentamiento del líquido, se podría evacuar alrededor de 7 veces más de calorías. Por esta razón, las grandes empresas constructoras de maquinaria, han pensado en utilizarla para la

refrigeración, tanto de turbogeneradores, como de generadores de polos salientes.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO I

Obviamente queda mucho por decir sobre los temas considerados en este capítulo; pero creemos que hemos logrado nuestro objetivo de exponer brevemente algunos conceptos básicos relacionados con los generadores síncronos, los cuales están actualmente en uso dentro del sistema eléctrico nacional coordinado por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

Los generadores eléctricos son los principales elementos de un sistema de potencia. Estos pueden ser empleados en distintos tipos de centrales, tales como, hidroeléctricas, geotérmicas, térmicas a gas y otras.

También, los generadores eléctricos, están diseñados para distintas capacidades de potencia, tensión, velocidad y en una amplia diversificación de tamaños, formas y tipo de funcionamiento, adaptándose éstos de esta forma a las diferentes necesidades y condiciones de los lugares de aplicación.

Todos cuentan, para su funcionamiento, con un primotor para hacerlo girar, con una fuente primaria de energía DC (excitación) y una variedad de tipos de sistema de enfriamiento para lograr una mejor eficiencia.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Chapman Stephen J., Máquinas Eléctricas. Traducido por: Jaime Alemán Casas, Ricardo Pardo Muñoz, Abraham Rodríguez Reyes. México: Editorial Calypso, S.A., 1989.
2. Ramírez Vásquez, José. Máquinas Motrices. Generadores de Energía Eléctrica. Enciclopedia CEAC de Electricidad. Séptima Edición. México: Ediciones CEAC, 1991.

3. Ramírez Vásquez, José. Máquinas de Corriente Alterna. Enciclopedia CEAC de Electricidad. Séptima Edición. México: Ediciones CEAC, 1991.

CAPITULO

II

OPERACION EN PARALELO DE GENERADORES SINCRONOS.

Introducción.

En nuestra época actual, por lo general, no existen generadores síncronos alimentando carga en forma aislada (para grandes demandas de potencia); esta situación solo se presenta en algunas aplicaciones especiales, tales como generadores de emergencia; y en algunas aplicaciones específicas en las cuales dichos generadores no están conectados al sistema.

En todas las aplicaciones de gran potencia, se encuentra más de un generador actuando en paralelo para suministrar la potencia demandada por la carga. Un ejemplo de esta situación lo constituye nuestro sistema de potencia, generada por CEL, el cual cuenta con muchos generadores que comparten la carga demandada por el sistema.

2.1.0 Ventajas de la operación en paralelo.

Las ventajas principales de la operación en paralelo de generadores, son:

- a) El tener muchos generadores aumenta la confiabilidad del sistema de potencia, puesto que la falla de uno de ellos no provoca la pérdida total de la potencia de la carga.
- b) El tener generadores operando en paralelo posibilita la desconexión de uno o más de ellos para practicarles mantenimiento preventivo.
- c) Si solamente se utilizara un generador y éste no funcionara cerca a su potencia nominal, resultaría relativamente poco eficiente. Sin embargo, con varias máquinas más pequeñas se posibilita la operación de solo algunas de ellas, de manera que funcionen cerca a su plena carga y actúen, por lo tanto más eficientemente.

2.2.0 Condiciones para la conexión en paralelo.

En la Figura 2.1 se muestra un generador síncrono G_1 alimentando carga, y otro generador G_2 dispuesto a ser conectado en paralelo con G_1 mediante el interruptor S_1 .

Si el interruptor S_1 fuere cerrado arbitrariamente en cualquier instante, los generadores estarían expuestos a graves daños y la carga podría perder el suministro de potencia. Si los voltajes de los conductores que se conectan entre sí no son exactamente los mismos, se establecerán corrientes muy grandes al cerrar S_1 . Para evitar este problema, cada una de las tres fases debe tener exactamente la misma magnitud de voltaje y ángulo de fase que el conductor con el cual se va a conectar.

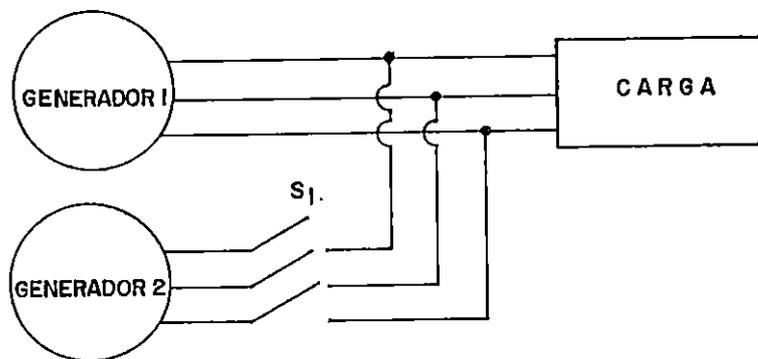


Figura 2.1. Conexión en paralelo de un generador con un sistema de potencia.

Las condiciones necesarias para el acoplamiento en paralelo de generadores trifásicos síncronos son:

- a) El valor de la tensión de línea de los dos generadores debe ser igual.
- b) Los dos generadores deben tener la misma secuencia de fases.
- c) Las fases (a conectar) deben ser iguales.
- d) La frecuencia del nuevo generador, llamado generador entrante, debe ser ligeramente mayor que la frecuencia del sistema.

Estas condiciones requieren un poco de explicación. La condición a) es obvia: Para que sean idénticos dos sistemas de voltajes, éstos deben tener la misma magnitud de voltaje. Los voltajes de las fases a y a' serán completamente idénticos si en todo instante sus magnitudes y sus fases son las mismas, lo cual explica la condición c).

La condición b) asegura que la secuencia con que los voltajes alcanzan su valor pico en los dos generadores es la misma, si la secuencia es diferente (como lo indica la Figura 2.2), aún, a pesar de que un par de voltajes esté en fase (los de las fases a), los otros dos pares de voltajes están desfasados 120° . Si los generadores fueran conectados así, no habría problemas en la fase a, pero se producirían altísimas corrientes en las fases b y c, dañando ambas máquinas. Para corregir el problema de la secuencia de las fases tan sólo es necesario intercambiar las conexiones de dos de las tres fases de una de las máquinas.

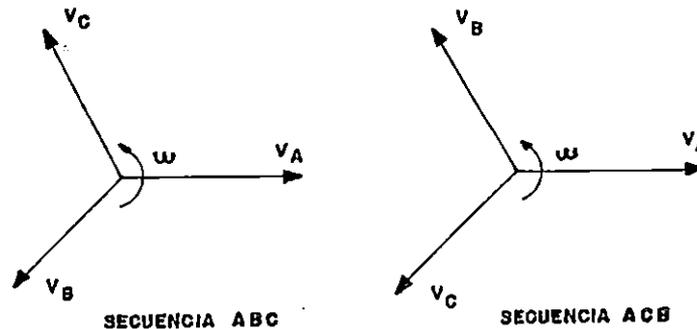


Figura 2.2. Las dos secuencias posibles de un sistema trifásico.

Si las frecuencias de los generadores no son aproximadamente iguales cuando son conectados entre sí, se originan oscilaciones de potencia antes de que los generadores queden estabilizados a frecuencia común. La frecuencia de las dos máquinas debe ser muy semejante, pero no exactamente igual, con el propósito de que los ángulos de fase de la máquina entrante varíen lentamente con relación a los ángulos de fase del sistema. De esta manera es posible observar los ángulos entre los voltajes y llegar a cerrar el interruptor S_1 en el instante en que los dos sistemas estén exactamente en fase.

2.3.0 Procedimiento general para la conexión en paralelo.

Supóngase que el generador G_2 se va a conectar con el sistema de la Figura 2.1. Para efectuar el paralelo deben llevarse a cabo las siguientes etapas:

- a) Utilizando voltímetros, regular la corriente de campo del generador entrante hasta que su voltaje terminal sea igual al voltaje de línea del sistema.
- b) Debe compararse la secuencia de fases del generador

entrante con la secuencia del sistema. El chequeo de la secuencia puede lograrse de varias maneras. Una de ellas consiste en conectar alternativamente un pequeño motor de inducción a los terminales de cada generador: si el motor en los dos casos gira en el mismo sentido, la secuencia es igual en los dos generadores; si el motor gira en sentido contrario, las secuencias son distintas, debiéndose invertir dos de los conductores del generador entrante. Otra manera de comprobar la secuencia es con el método de las tres bombillas, en el cual se conectan tres bombillas entre los contactos abiertos del interruptor que conectará el generador al sistema, tal como se indica en la Figura 2.3. A medida que cambian las fases de los dos sistemas, las bombillas primero encienden (gran diferencia de fase), y luego se apagan (poca diferencia de fase). Si las tres bombillas prenden y apagan simultáneamente, los sistemas tienen igual secuencia. Si las bombillas encienden en su sucesión las secuencias son diferentes debiéndose invertir una de ellas.

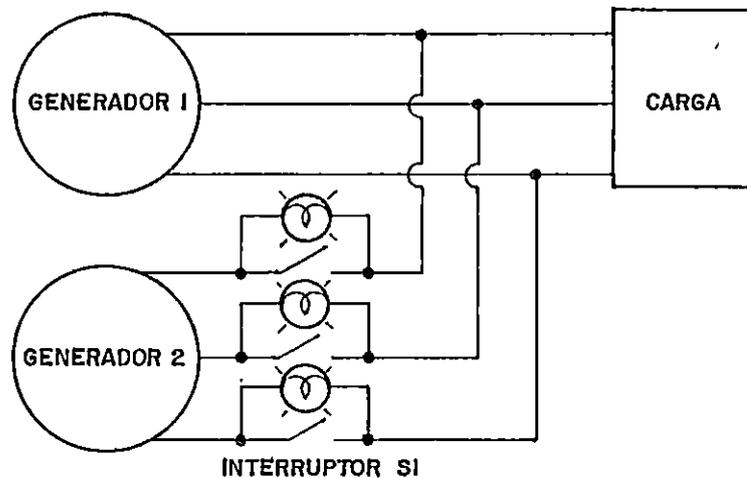


Figura 2.3. Método de las tres bombillas para determinar la secuencia de fase.

Luego, se ajusta la frecuencia del generador entrante para que sea ligeramente mayor que la frecuencia del sistema. Esto se consigue en primera instancia viendo un frecuencímetro hasta cuando las frecuencias están próximas, y luego observando las modificaciones de fase entre los sistemas. Al generador entrante debe ajustársele una frecuencia

ligeramente mayor para que cuando sea conectado quede entregando potencia como generador y no consumiendo potencia como motor.

Una vez que las frecuencias han sido casi igualadas, los voltajes cambian de fase entre sí muy lentamente; cuando los ángulos de fase sean iguales debe cerrarse el interruptor que une los dos sistemas.

Una forma sencilla de determinar el momento en que los dos sistemas estén en fase es observando las tres bombillas descritas anteriormente sobre la secuencia: Cuando las bombillas se apagan, la diferencia de voltajes sobre ellas es cero, y los dos sistemas se encuentran en fase. El método funciona, pero no es muy exacto. La mejor opción consiste en utilizar un sincronoscopio.

El sincronoscopio es el instrumento que mide la diferencia del ángulo de fase entre las fases "a" de los dos sistemas. La Figura 2.4 presenta la fachada de un sincronoscopio. La esfera indica la diferencia de fase entre las dos fases "a", con cero grados (que significa en fase) en la parte superior, y 180° en la parte inferior. Como las frecuencias de los dos sistemas son algo diferentes, el ángulo de fase visto por el instrumento cambia lentamente. Si el generador o el sistema entrante, es más rápido que el sistema rodante (situación deseada), el ángulo de fase avanza y la aguja del instrumento gira en sentido horario. Si la máquina entrante está más lenta la aguja gira en sentido antihorario. Cuando la aguja del sincronoscopio ocupa la posición vertical, los voltajes se encuentran en fase, pudiéndose accionar el interruptor para conectar los sistemas.

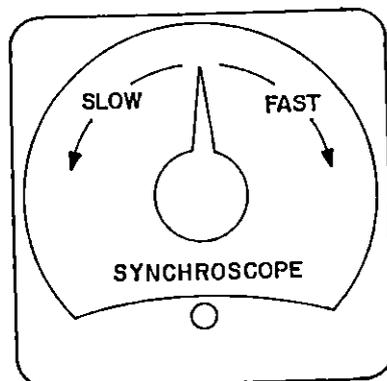


Figura 2.4. Fachada de un sincronoscopio.

Obsérvese que el sincronoscopio solamente comprueba la relación de una fase, pero no suministra información acerca de la secuencia.

En grandes generadores de los sistemas de potencia, el proceso completo de la conexión en paralelo se efectúa automáticamente, dirigido por un computador. Sin embargo, con generadores más pequeños, el operario debe realizar manualmente los pasos descritos para hacer la conexión en paralelo.

2.4.0 Características frecuencia-potencia y voltaje-potencia reactiva.

Todos los generadores deben ser accionados por un primotor, el cual es la fuente de la potencia mecánica del generador. En nuestro sistema los más usados son las turbinas hidráulicas, los motores diesel y las turbinas de vapor.

Independientemente de la forma original de la fuente de potencia, todas las máquinas tienden a comportarse en forma similar: Cuando aumenta la exigencia de potencia, disminuye su velocidad de rotación. La disminución de la velocidad en general no es lineal; pero normalmente se adicionan mecanismos gobernadores que hacen lineal el descenso de la velocidad respecto del aumento de la demanda de potencia.

Cualquiera que sea el tipo de mecanismo gobernador del primotor, siempre se ajusta de manera que produzca una característica ligeramente descendente cuando la carga aumenta. La caída de velocidad de un primotor se define por la Ecuación 2.1,

$$SD = \frac{n_{ec} - n_{pc}}{n_{pc}} \times 100 \% \quad (\text{Ec. 2.1})$$

donde: n_{ec} = Velocidad de la máquina motriz sin carga.
 n_{pc} = Velocidad a plena carga.

La mayoría de los generadores tienen caídas de velocidades entre 2 y 4 por ciento, definidas según la Ecuación 2.1. Adicionalmente, la mayoría de los gobernadores tienen algún tipo de posicionador que permite modificar la velocidad de vacío de la turbina. La Figura 2.5 presenta una característica típica de velocidad vrs potencia.

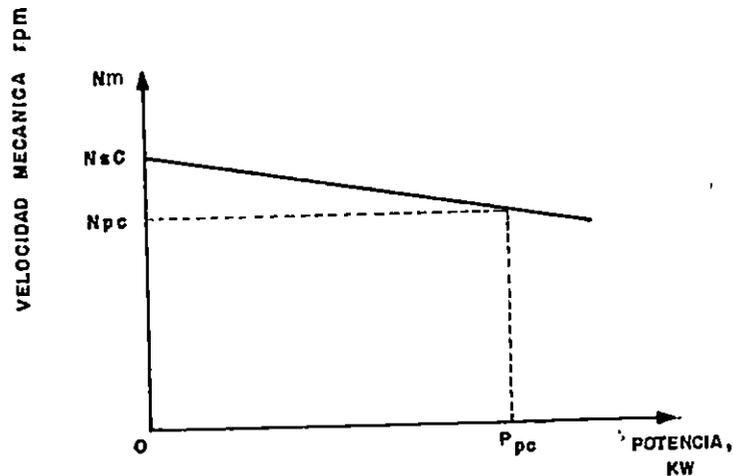


Figura 2.5. Curva de velocidad vrs potencia de una máquina motriz típica.

Como la velocidad del eje está relacionada con la frecuencia eléctrica resultante por medio de la Ecuación 2.2, la potencia de salida del generador síncrono está relacionada con su frecuencia; esto se muestra en la Figura 2.6.

$$f_e = \frac{n_m P}{120} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Las características Frecuencia-Potencia juegan un papel esencial en la operación en paralelo de generadores síncronos.

La relación entre frecuencia y potencia puede describirse cuantitativamente por medio de la Ecuación 2.3

$$P = s_p (f_{sc} - f_{s1s}) \quad (\text{Ec. 2.3})$$

donde: P = Potencia de salida del generador.
 f_{sc} = Frecuencia del generador en vacío.
 f_{s1s} = Frecuencia de funcionamiento del sistema.
 s_p = Pendiente de la curva en Kw/Hz ó Mw/Hz

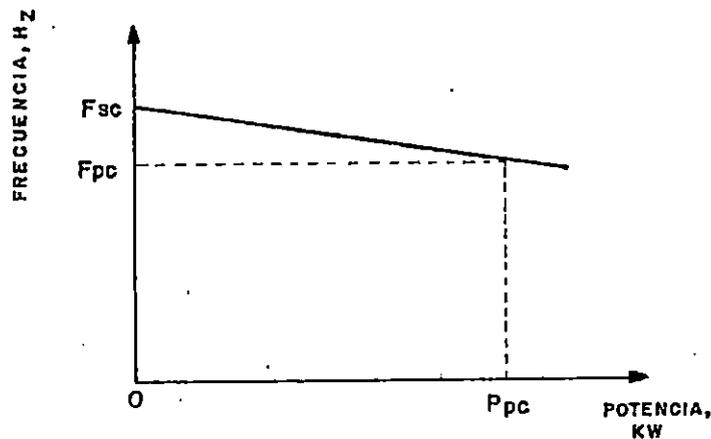


Figura 2.6. Curva resultante de frecuencia vrs potencia del generador síncrono.

Se puede encontrar una expresión similar para la potencia reactiva Q y el voltaje terminal V_t . Cuando se adiciona carga inductiva al generador síncrono, su voltaje terminal disminuye. De igual manera, cuando se adiciona carga en adelanto al generador síncrono, su voltaje terminal aumenta. En la Figura 2.7 se muestra la gráfica Voltaje terminal vrs potencia reactiva. La curva no es necesariamente lineal, pero muchos reguladores de voltaje presentan ciertas características que la convierten así. La curva característica puede desplazarse hacia arriba o hacia abajo, cambiando el posicionador del voltaje terminal en vacío del regulador de voltaje. Al igual que la característica frecuencia-potencia, esta curva tiene gran importancia en el funcionamiento en paralelo de los generadores síncronos.

La relación entre el voltaje terminal y la potencia reactiva puede expresarse mediante una ecuación similar a la relación entre frecuencia y potencia (Ecuación 2.3) si el regulador de voltaje produce una salida que sea lineal con la variación de la potencia reactiva.

Es importante enfatizar que, cuando un generador funciona solo, las potencias real P y reactiva Q suministradas por el generador serán las magnitudes demandadas por la carga conectada al generador. El suministro de P y Q no puede regularse mediante los controles del generador. Por consiguiente para una cierta potencia real, las posiciones del gobernador controlan la frecuencia de operación del generador, f_a ; y para una potencia reactiva dada, la corriente de campo regula el voltaje terminal del generador, V_t .

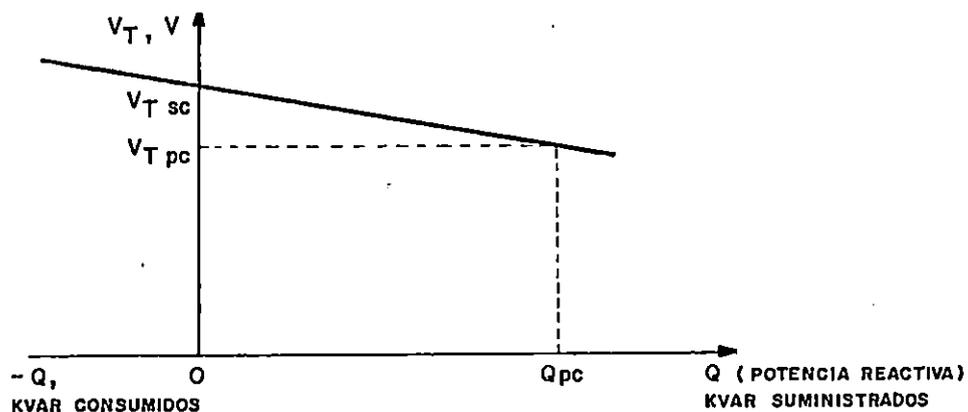


Figura 2.7. Característica voltaje terminal vrs potencia reactiva del generador síncrono.

2.5.0 Funcionamiento en paralelo de generadores de igual tamaño

Cuando un generador es conectado en paralelo con otro del mismo tamaño (como lo muestra la Figura 2.8), la restricción básica señala que la suma de las potencias real y reactiva entregadas por los dos generadores debe ser igual a P y Q demandados por la carga. La frecuencia del sistema no queda limitada a mantenerse constante, como tampoco queda limitada a ser constante la potencia de un determinado generador. La Figura 2.9. presenta el diagrama frecuencia-potencia de este sistema inmediatamente después de que el generador G_2 ha sido conectado con la línea. Entonces la potencia total queda expresada en la Ecuación 2.4:

$$P_{tot} = P_{carga} = P_{G1} + P_{G2} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

y la potencia reactiva total :

$$Q_{tot} = Q_{carga} = Q_{G1} + Q_{G2} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Cuando se incrementa la posición del gobernador del generador G_2 la curva potencia-frecuencia de dicho generador es desplazada hacia arriba, como lo muestra la Figura 2.10. La potencia total suministrada a la carga no debe cambiar. A la frecuencia original f_1 , las potencias suministradas ahora por G_1 y G_2 serán mayores que la potencia demandada, así que el sistema no puede continuar funcionando a la misma frecuencia anterior. De hecho, sólo existe una frecuencia a la cual la suma de las potencias de salida de dos generadores es igual a P_{carga} . Esa frecuencia f_2 es mayor

que la frecuencia original del sistema. A dicha frecuencia, G₂ entrega mayor potencia que antes, en tanto que G₁ suministra menos potencia que antes.

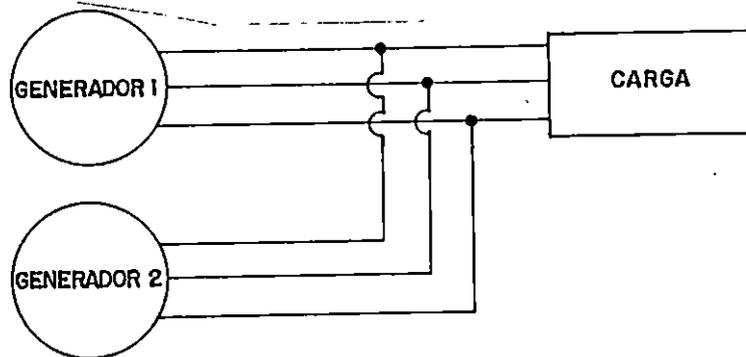


Figura 2.8. Generador conectado en paralelo con otro del mismo tamaño.

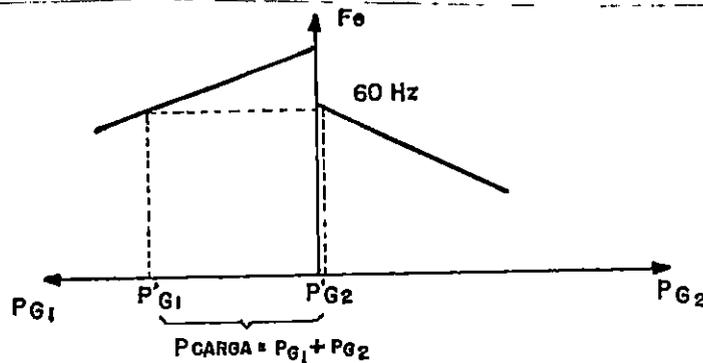


Figura 2.9. Diagrama correspondiente en el momento en que el generador 2 entra en paralelo con el sistema.

Cuando se incrementa la posición del gobernador del generador G₂ la curva potencia-frecuencia de dicho generador es desplazada hacia arriba, como lo muestra la Figura 2.10. La potencia total suministrada a la carga no debe cambiar. A la frecuencia original f_1 , las potencias suministradas ahora por G₁ y G₂ serán mayores que la potencia demandada, así que el sistema no puede continuar funcionando a la misma frecuencia anterior. De hecho, sólo existe una frecuencia a la cual la suma de las potencias de salida de dos generadores es igual a P_{carga} . Esa frecuencia f_2 es mayor que la frecuencia original del sistema. A dicha frecuencia, G₂ entrega mayor potencia que antes, en tanto que G₁ suministra menos potencia que antes.

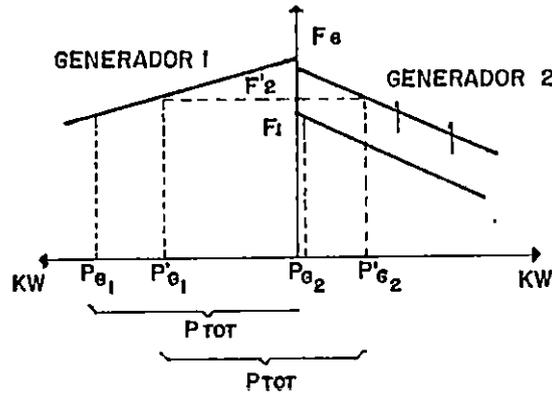


Figura 2.10. Efecto de incrementar la posición del gobernador del generador 2 sobre la operación del sistema.

Entonces, podemos concluir, que cuando funcionan dos generadores en paralelo de igual tamaño, el aumento en la posición del gobernador de uno de ellos, aumenta la frecuencia del sistema, y aumenta la potencia suministrada por ese generador, mientras que disminuye la potencia entregada por el otro.

Si aumentamos la corriente de campo G_2 , el comportamiento resultante es análogo a la situación de la potencia real, la cual está representada por la Figura 2.11. Cuando funcionan en paralelo dos generadores, y se aumenta la corriente de campo del generador G_2 , se eleva el voltaje terminal del sistema y aumenta la potencia reactiva Q suministrada por ese generador, en tanto que disminuye la potencia reactiva que entrega el otro generador.

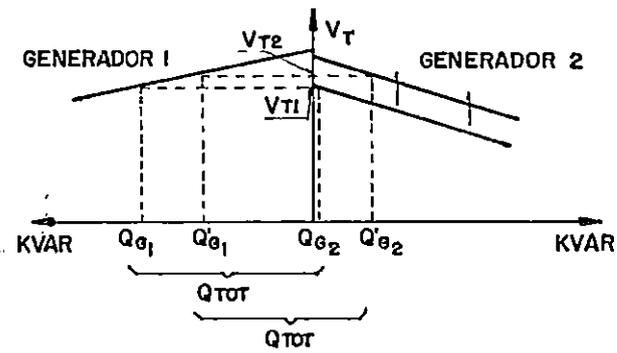


Figura 2.11. Efecto de aumentar la corriente de campo del generador 2 sobre la operación del sistema.

Para poder ajustar el reparto de carga independientemente de la frecuencia del sistema y viceversa, se aumenta la posición del gobernador de un generador y, simultáneamente, disminuya la posición del gobernador del otro generador (Ver Figura 2.12). Igualmente, para ajustar la frecuencia del sistema sin modificar el reparto de carga, simultáneamente aumente o disminuya la posición de ambos gobernadores (Ver Figura 2.13).

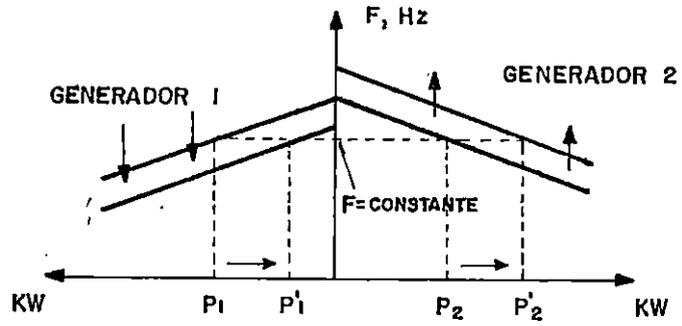


Figura 2.12. Modificación de la repartición de potencia sin afectar la frecuencia del sistema.

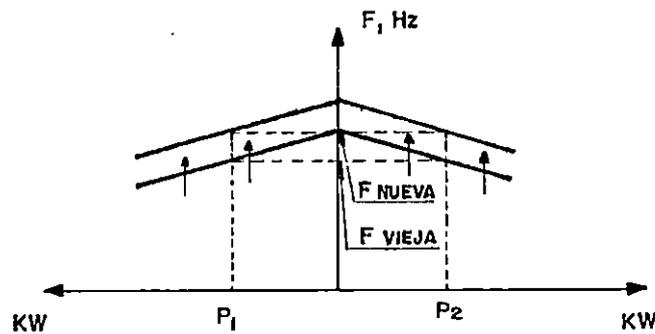


Figura 2.13. Modificación de la frecuencia del sistema sin afectar el reparto de potencia.

El ajuste de la potencia reactiva y del voltaje terminal funciona de manera similar: Para modificar la repartición de potencia reactiva sin cambiar a V_T , simultáneamente aumente la corriente de campo de un generador y disminuya la del otro (Ver Figura 2.14). Para modificar el voltaje terminal sin afectar la repartición de

la potencia reactiva, aumente o disminuya al mismo tiempo la corriente de campo (Ver Figura 2.15).

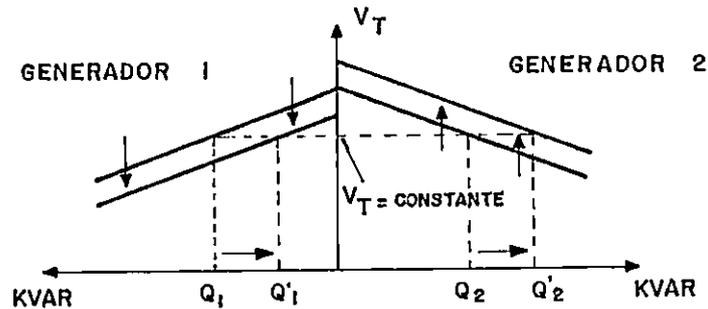


Figura 2.14. Modificación de la repartición de la potencia reactiva sin afectar el voltaje terminal.

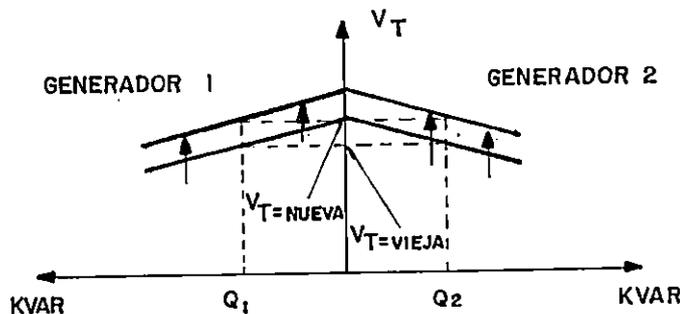


Figura 2.15. Variación del voltaje terminal sin afectar el reparto de potencia reactiva.

2.6.0 Funcionamiento de generadores en paralelo con un barraje infinito.

Cuando un generador síncrono se conecta a un barraje infinito (Figura 2.16), frecuentemente este es de tal magnitud que nada de lo que el operador o el generador hagan, causa mucho o poco efecto sobre dicho sistema. Un ejemplo de esta situación es la conexión de un generador con el sistema de potencia de nuestro país (C.E.L.); el sistema es tan grande que ninguna acción que se ejerza sobre el generador puede causar alguna modificación observable sobre la frecuencia de todo el sistema.

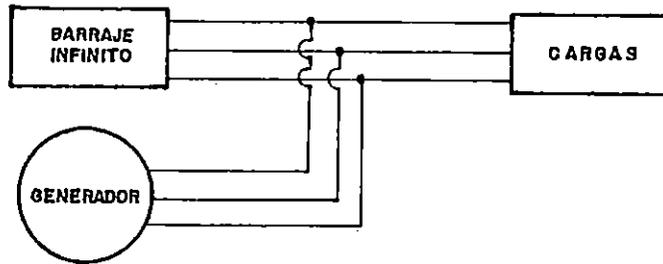


Figura 2.16. Generador funcionando en paralelo con un barraje infinito.

En las Figuras 2.17 y 2.18 se presenta la característica frecuencia-potencia y la de voltaje-potencia reactiva, respectivamente de tal sistema.

Cuando un generador está conectado en paralelo con otro generador o con un sistema más grande, la frecuencia y el voltaje terminal de todas las máquinas deben ser los mismos puesto que sus terminales están unidos. En la Figura 2.19 se muestra el diagrama frecuencia-potencia de un generador operando en paralelo con un barraje infinito.

Considere que el generador acaba de ser conectado en paralelo con un barraje infinito, en esta situación el generador estará flotando en la línea, suministrando una pequeña potencia real y poca o ninguna potencia reactiva; dicha situación está representada en la Figura 2.20.

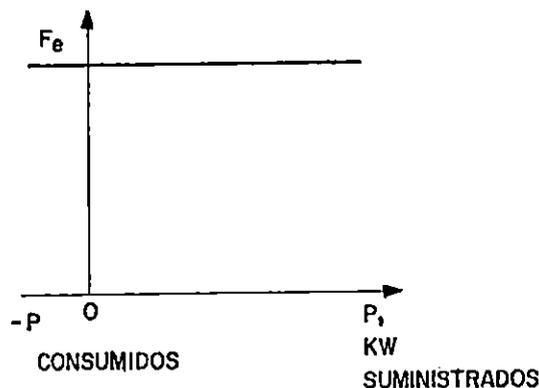


Figura 2.17. Característica frecuencia-potencia de un barraje infinito.

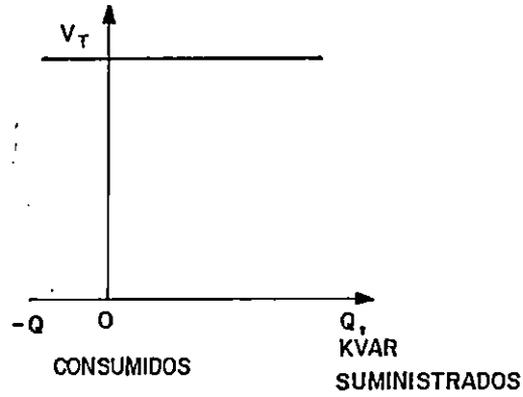


Figura 2.18. Característica voltaje terminal-potencia reactiva de un barraje infinito.

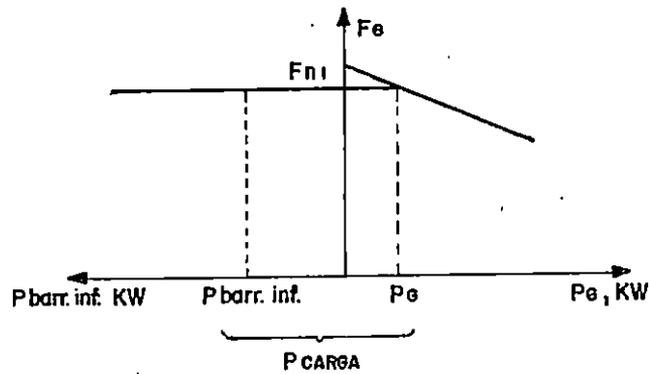


Figura 2.19. Diagrama frecuencia-potencia de un generador operando en paralelo con un barraje infinito.

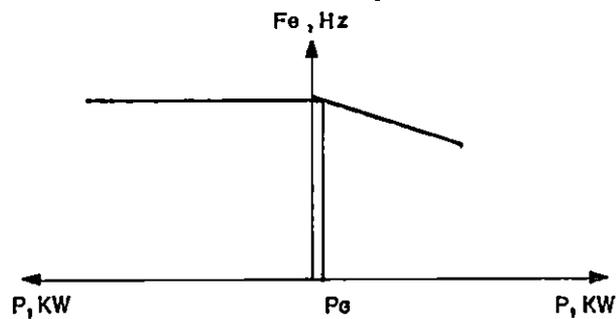


Figura 2.20. Diagrama frecuencia-potencia un instante después de efectuada la conexión en paralelo.

Supongamos que el generador hubiera sido conectado a la línea teniendo una frecuencia ligeramente menor que la del sistema, la situación resultante de este caso aparece en la Figura 2.21, un instante después de realizada la conexión. Observemos que ahora la frecuencia de vacío del generador es menor que la frecuencia de operación del sistema. A esta frecuencia, la potencia del generador realmente es negativa; esto nos dice que la máquina consume potencia eléctrica, y funciona como motor. Para asegurar que el generador que se conecte a la línea suministre potencia en vez de consumirla de la red, es que la frecuencia de la máquina entrante debe ser levemente mayor que la del sistema. En muchos casos los generadores de sistemas de potencia están protegidos por un relevador de inversión de potencia, así que es imperativo conectarlos en paralelo con su propia frecuencia mayor que la del sistema rodante, puesto que, si en cualquier instante el generador tratara de consumir potencia, automáticamente sería desconectado de la línea.

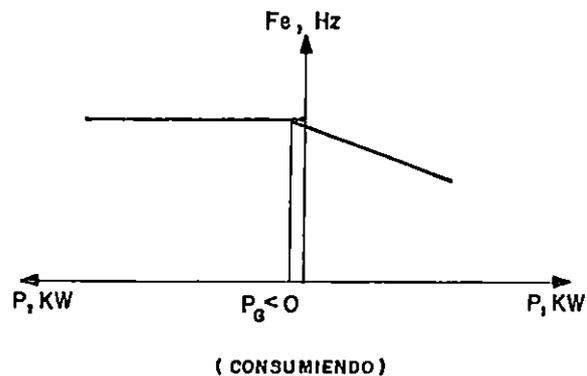


Figura 2.21. Diagrama frecuencia-potencia si la frecuencia del generador en vacío fuera ligeramente menor que la frecuencia del sistema antes de la conexión en paralelo.

Cuando el generador ha sido conectado y se incrementa el posicionador del gobernador, el efecto de dicho incremento es correr hacia arriba la frecuencia de vacío del generador. Como la frecuencia del sistema es invariable, aumenta la potencia suministrada por el generador, como se muestra en la Figura 2.22.

Si se continúa aumentando la salida de potencia del generador hasta exceder el consumo de potencia de la carga, la potencia extra generada se inyectará al barraje infinito, el cual por definición, puede entregar o recibir cualquier magnitud de potencia sin modificar su frecuencia.

Para ajustar el generador para que suministre alguna potencia reactiva Q al sistema, se debe ajustar la corriente de campo de la máquina. Al aumentar la corriente de campo de un generador síncrono que funciona en paralelo con un barraje infinito, se aumenta la potencia reactiva entregada por el generador, ya que aumentamos el flujo Φ y por ende la tensión generada interna E_A , pero el voltaje entregado por el generador V_{ϕ} permanece constante, y por tanto, cambian tanto la magnitud y el ángulo de I_A . De esto el valor proporcional a Q aumenta.

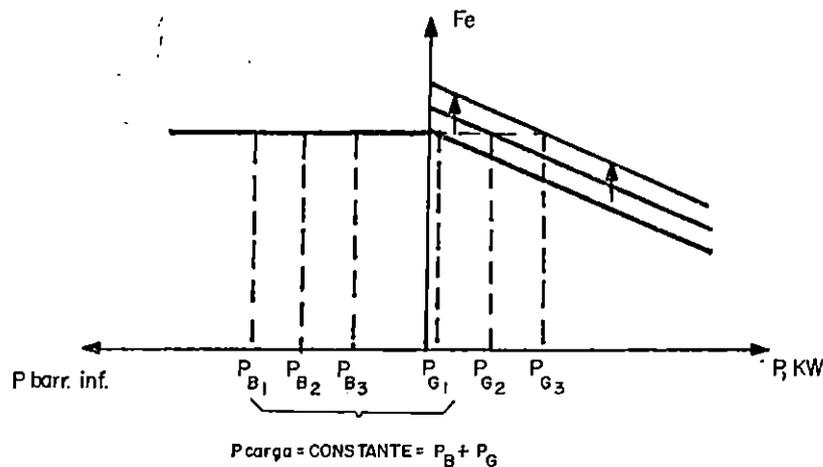


Figura 2.22. Efecto del aumento de la posición del gobernador.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO II

En los sistemas eléctricos de gran potencia es conveniente utilizar muchos generadores en paralelo para que sea más eficiente y confiable, ya que cuando existen varios generadores en paralelo, y se produce la desconexión de uno o varios de ellos, ya sea por falla o para practicarles mantenimiento o realizarles reparaciones, no se provoca pérdida de potencia en gran escala.

El utilizar generadores en paralelo en los sistemas de potencia posibilita el funcionamiento de solo varios de ellos cerca de plena carga, cuando la demanda es más pequeña, y por lo tanto funcionan más eficientemente.

Para realizar la conexión en paralelo de generadores eléctricos debe llevarse a cabo el sincronismo tanto de voltaje de línea, de fase, así como también de frecuencia, para evitar graves daños en los generadores y la pérdida de potencia suministrada a la carga.

Cuando se desea conectar un generador a un barraje infinito, el generador debe entrar con una frecuencia ligeramente mayor que la del sistema para evitar que éste, en lugar de entregar potencia, la consume del sistema, produciéndose la motorización del mismo.

Podemos observar que manipulando el gobernador de los generadores podemos ajustar el reparto de carga, así como también modificar el valor de la frecuencia. De igual forma, podemos variar el reparto de la carga reactiva de los generadores, así como también modificar el voltaje terminal V_T , ajustando o variando la corriente de campo del generador.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Chapman Stephen J., Máquinas Eléctricas. Traducido por: Jaime Alemán Casas, Ricardo Pardo Muñoz, Abraham Rodríguez Reyes. México: Editorial Calypso, S.A., 1989
2. Ramírez Vásquez, José. Máquinas Motrices. Generadores de Energía Eléctrica. Enciclopedia CEAC de Electricidad. Séptima Edición. México: Ediciones CEAC, 1991.
3. Ramírez Vásquez, José. Máquinas de Corriente Alterna. Enciclopedia CEAC de Electricidad. Séptima Edición. México: Ediciones CEAC, 1991.

CAPITULO

III

PROTECCION DE GENERADORES POR RELEVADORES

Introducción.

Con el incremento de la potencia de las plantas generadoras, interconexión entre ellas y la demanda de energía en áreas lejanas, se hizo necesario diseñar interruptores de potencia automáticos que fueran capaces de interrumpir grandes arcos de energía en una fracción de segundo.

Los primeros dispositivos automáticos que se emplearon para aislar fallas fueron los fusibles. Estos fusibles aún se continúan utilizando en circuitos de distribución, pero tienen la desventaja que necesitan ser reemplazados antes de que la alimentación del circuito sea reestablecida.

El inconveniente de los fusibles fué resuelto con el diseño del interruptor de potencia automático, el cual tenía una bobina de disparo interconstruida que operaba por sobrecarga a baja tensión.

El paso siguiente en el camino de las protecciones de sistemas eléctricos de potencia, fué el incorporar relevadores de protección selectivos independientes del interruptor, con contactos operando sobre su bobina de disparo. Con esta idea se desarrollaron los relevadores de protección de diferentes características dependiendo de la aplicación de los diversos componentes de sistemas de potencia.

La filosofía de las protecciones y la forma de operar para proteger los diferentes circuitos eléctricos de potencia, prácticamente no han cambiado, lo que si ha cambiado es la tecnología en cuanto a los circuitos internos de detección y medición de los relevadores, los cuales han evolucionado modificando sus tiempos de operación, sensibilidad, algunas curvas características, tecnología y precio, de acuerdo a la evolución y necesidades de protección de los equipos de potencia.

3.1.0 El relevador de protección.

3.1.1 Definición.

Existen muchas acepciones sobre lo que se entiende por relevador de protección, pero creemos conveniente mencionar una de ellas que enmarca tanto la función como la filosofía para lo que fueron ideados tales dispositivos: Un relevador de protección es un dispositivo cuya función es detectar las condiciones indeseadas en las líneas del sistema, transformadores, generadores y otros equipos, permitiendo la desconexión respectiva o simplemente dando una señal de alarma, para que sea el personal de servicio el que se encargue de corregir el problema.

3.1.2 Función de los relevadores de protección.

La función de la protección por relevador es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando este sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema.

Esto lo logra el relevador, porque está provisto de un juego de contactos que cuando él sensa una anomalía, éstos habren o cierran (según convenga) para mandar una señal de falla, o completa un pulso en el circuito del disyuntor (interruptor), el cual aísla la parte fallada.

Debe tenerse claro que los relevadores de protección no pueden prevenir las fallas, éstos solamente actúan cuando ésta se ha presentado.

3.2.0 Características del relevador de protección.

Para cumplir con las condiciones que se les ha asignado de manera eficiente, los relevadores de protección deben tener las siguientes cualidades:

- a) Confiabilidad.
- b) Sensibilidad.
- c) Rapidez.
- d) Selectividad.
- e) Automaticidad.
- f) Simplicidad.
- g) Economía.
- h) Discriminación.

- a) Confiabilidad. Cuando existe una falla, el relevador siempre debe funcionar dentro de los tiempos de

disparo garantizados. La seguridad de funcionamiento debe mantenerse aún para las más desfavorables condiciones de operación.

- b) Sensibilidad. Estos deben ser sensibles, es decir que su funcionamiento deberá ser correcto para el valor mínimo de falla sensada.
- c) Rapidez. Los daños en los sistemas de potencia y equipos son proporcionales a la duración de la falla. Los relevadores de protección deben permitir el menor tiempo posible la falla y separar lo más rápidamente posible la zona afectada.
- d) Selectividad. El relevador de protección solo deberá aislar la parte del sistema afectada por la falla y evitar las interrupciones innecesarias de otros elementos de dicho sistema que no estén afectados por ella.
- e) Automaticidad. Debido a que las fallas son de difícil predicción y además los factores que intervienen para que éstas se produzcan son múltiples, es necesario que los relevadores actúen sin la intervención humana, es decir, que sean automáticos.
- f) Simplicidad. Los relevadores de protección deben ser de fácil comprensión de su funcionamiento y sencillez en la conexión de todos sus elementos de acople.
- g) Economía. En todos los elementos eléctricos o no, que el hombre diseña y construye, se persigue que el coste no sea muy elevado, y en el caso particular de los relevadores de protección, máxima protección al mínimo costo.
- h) Discriminación. Los relevadores de protección deben poder diferenciar las oscilaciones del sistema o una sobrecarga instantánea de lo que pudiese ser una falla franca.

3.3.0 Clasificación de los relevadores de protección.

Son varios los tipos de relevadores que se emplean en la protección de los sistemas de potencia. Normalmente, la cantidad que entra en acción es una señal eléctrica, aunque a veces se utiliza la presión o la temperatura. Los relevadores de protección del tipo eléctrico pueden clasificarse de diversas maneras. Una manera típica de clasificar los relevadores de protección es la siguiente:

3.3.1 Por su construcción.

Según sus características constructivas, los relevadores de protección pueden ser:

- a) Electromecánicos. Este tipo de relevador es el que utiliza el principio de atracción magnética. Cuando una corriente circula por las bobinas del electroimán, la fuerza de atracción que se ejerce, alcanza un valor suficiente para mover una pieza móvil, que a la vez, cerrará un par de contactos.
- b) De inducción. Estos utilizan el principio de los medidores de inducción. Los tipos básicos son los de disco de inducción y copa de inducción. Ambos son del tipo de inducción magnética donde se desarrolla un torque en la parte móvil de la armadura, como el que se produce en un motor de inducción. Este principio solo puede ser aplicado con corriente alterna.
- c) Electrodinámicos. Su funcionamiento se basa en la acción de una bobina fija sobre una bobina móvil, igual que en los aparatos electrodinámicos de medida. Generalmente incluye un circuito magnético de hierro. El par producido por las bobinas de campo sobre la corriente que pasa por la bobina móvil, se conoce como torque de operación.
Estos relevadores se eligen de manera tal que eviten cualquier riesgo de saturación dentro del campo de medida del relevador. La sensibilidad es grande, pero no permite una temporización larga debido al desplazamiento angular de la bobina móvil.
- d) De estado sólido. Estos relevadores utilizan la medición o la comparación de las cantidades eléctricas por medio de una red estática diseñada para dar una señal en una salida, cuando se pasa una condición crítica. La señal de salida opera un dispositivo que puede ser electrónico, semiconductor o electromagnético.

3.3.2 Por la forma de funcionamiento.

Esto se refiere a la forma en que actúan sobre el dispositivo del disyuntor y se dividen en:

- a) Directos o primarios. Actúan directamente sobre el dispositivo de disparo del disyuntor principal.
- b) Indirectos o secundarios. No actúan en forma directa sobre el dispositivo de apertura del disyuntor, sino que a través de dispositivos auxiliares.

3.3.3 Por la forma de desconexión.

Se dividen en:

- a) Desconexión mecánica. Son relevadores del tipo directo, accionan la apertura del disyuntor

utilizando medios mecánicos como resortes, juegos de palancas, etc.

- b) Desconexión eléctrica. Son en su mayoría del tipo indirecto, al operar dicho relevador se habilita un circuito auxiliar en el que se encontrará la bobina de apertura del disyuntor.

3.3.4 Por la forma de conexión.

Después que una causa de perturbación ha sido sensada, los relevadores de protección deben permitir que los elementos protegidos vuelvan a su funcionamiento normal, lo que se consigue cerrando los interruptores correspondientes. Por la forma de conectar nuevamente el interruptor se dividen en:

- a) Relevadores de reenganche automáticos. Estos vuelven a las condiciones iniciales de funcionamiento automáticamente al desaparecer la falla que los activó.
- b) Relevadores de bloqueo. Los relevadores de bloqueo, necesitan ser reactivados manualmente a las condiciones normales de operación, después de haber sido activados por el relevador que detectó la falla. Si la causa que lo activó persiste, se activará nuevamente y disparará el disyuntor, quedando fuera de servicio hasta ser repuesto nuevamente.

3.3.5 Por la magnitud que miden.

Estos pueden ser:

- a) Relevadores diferenciales. Opera cuando la diferencia de dos o más magnitudes eléctricas del mismo tipo sobrepasan un valor establecido. Estas magnitudes pueden ser dos o más intensidades, dos o más tensiones.
- b) Relevadores de tensión. Estos operan en función del voltaje que miden en sus bobinas de operación.
- c) Relevadores de intensidad. Actúan sensando la corriente que pasa a través de sus bobinas de operación; comunmente se dividen en:
 - i) Relevadores de máxima intensidad: Entran en funcionamiento si la intensidad de corriente sobrepasa del valor prefijado de calibración.
 - ii) Relevadores de mínima intensidad: Entran en funcionamiento cuando la intensidad disminuye por debajo de un valor previamente fijado.
- d) Relevadores de impedancia. También conocidos como relevadores de cociente, y entran en funcionamiento cuando el cociente de dos magnitudes eléctricas

(voltaje y corriente) alcanzan un valor determinado. Se dividen en: Relevadores de máxima impedancia o de cortocircuito y, relevadores de mínima impedancia o de sobrecarga. En ambos casos se considera que la tensión de alimentación se mantiene constante.

- e) Relevadores de producto. Actúan por la acción del producto de dos magnitudes eléctricas (voltaje y corriente). Los más conocidos son los relevadores de potencia o denominados también vatimétricos.
- f) Relevadores de frecuencia. La frecuencia de una red tiene que mantenerse rigurosamente constante, éstos funcionan cuando la frecuencia se aparta del valor previamente establecido, que por lo general es 60 Hz.

3.3.6 Por el tiempo de funcionamiento.

Estos son:

- a) Relevadores de acción instantánea. No poseen dispositivo de retardo, por lo tanto entran en funcionamiento en el mismo instante en que la magnitud eléctrica controlada (voltaje o corriente) sobrepasa el valor previamente ajustado.
- b) Relevadores temporizados. Estos entran en funcionamiento después de cierto tiempo de haber alcanzado la magnitud eléctrica controlada. Estos relevadores se subdividen en:
 - i) Relevadores de retardo independiente. Cuando el temporizado o retardo no varía según la magnitud eléctrica que controla el relevador.
 - ii) Relevadores de retardo dependiente. Su tiempo de acción varía de acuerdo con el valor de la magnitud que controla el relevador.

3.3.7 Relevadores auxiliares.

Se utilizan para obtener mayor número de contactos, ya sea para alarmas o para disparos, y cumplen muchas otras funciones complementarias, entre ellos se tienen:

- a) Relevadores intermedios. Son aquellos que cumplen funciones en circuitos de disparo, debido a la mayor capacidad de sus contactos.
- b) Relevadores de señalización. Estos sirven como indicadores de operación en los relevadores principales, ya sea accionando una alarma mediante un timbre o mediante un indicador luminoso con una lámpara de señalización.

3.4.0 Protección primaria y de respaldo.

Los sistema se dividen por zonas de protección, como se muestra en la Figura 3.1 y cada zona tiene sus propios relevadores protectores para determinar la existencia de una falla en ella; y disyuntores para desconectar dicha zona del sistema.

Por lo general los relevadores operan debido a corrientes y voltajes derivados de transformadores de corriente o de potencial. También es usual que la batería de una estación proporcione la corriente de disparo del disyuntor.

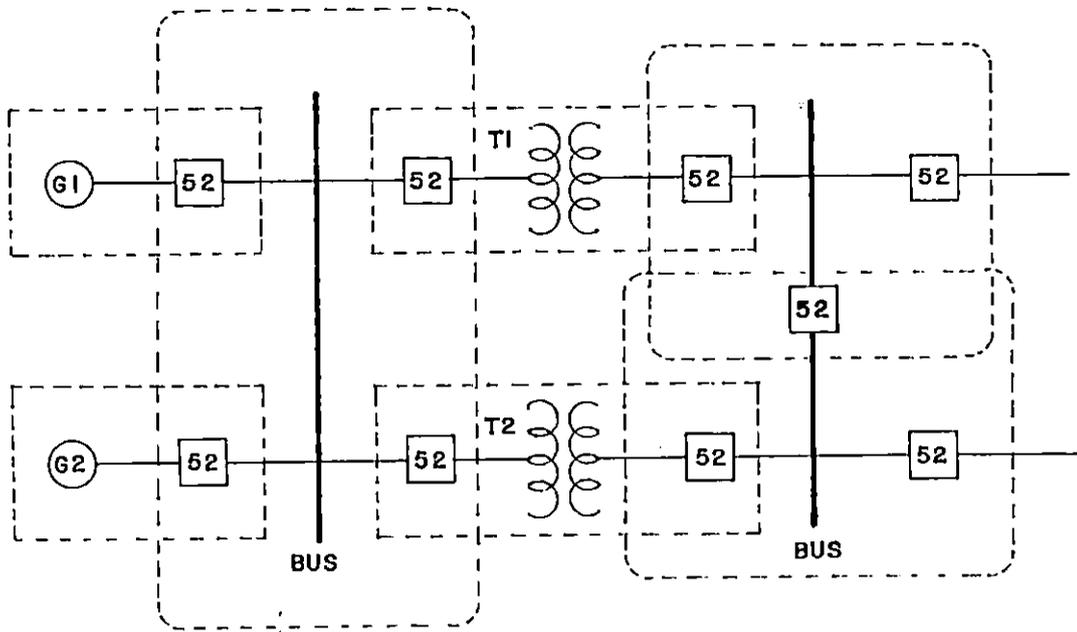


Figura 3.1. Diagrama unifilar de una parte de un sistema eléctrico de potencia que muestra la protección por zonas.

La eliminación efectiva depende de la condición de la batería, de la continuidad del alambrado y de la bobina de disparo, así como de la correcta operación mecánica y eléctrica del disyuntor y del cierre de los contactos del relevador.

En caso de que falle uno de estos elementos, la falla en una zona dada no se elimina por medio del esquema de protección primaria, por lo cual es necesario contar con alguna forma de protección de respaldo para efectuar lo mejor posible el siguiente paso. En primer término, esto

significa eliminar automáticamente la falla completa, si es posible, aún cuando se requiera desconectar una gran parte del sistema. Las medidas que se toman para proporcionar la protección de respaldo varía mucho, dependiendo del valor y de la importancia de la instalación, así como de las consecuencias de la falla.

3.5.0 Protecciones mínimas para generadores síncronos.

El generador síncrono como el resto del sistema eléctrico de potencia, está sometido a defectos o fallas que pueden perturbar su buen funcionamiento, así como en el peor de los casos dañarlo. Las reparaciones podrían no solo resultar costosas por los elementos físicos de los mismos, sino también por el tiempo que se emplea en su reparación o normalización, por esto es conveniente poner una especial atención en la protección de los generadores síncronos de potencia.

Algunas de las causas que pueden producir fallas en los generadores síncronos pueden clasificarse de la siguiente manera:

- a) Sobretensión de origen atmosférico o procedentes de maniobras en la red u otras causas internas.
- b) Materiales defectuosos, como cables, aislamientos envejecidos, y otros.
- c) Introducción de cuerpos extraños en la máquina.
- d) Sobrecargas de larga duración, etc.

El generador síncrono es la pieza más importante y probablemente la de más alto costo dentro de un sistema de potencia y los daños en el mismo son de difícil reparación y toman largo tiempo el realizarlas. Es necesario que las condiciones anormales como las citadas anteriormente, sean reconocidas y aisladas prontamente.

En el mercado de la industria eléctrica de protección por relevadores, existe una gran cantidad de dispositivos cuya función es minimizar los probables efectos producidos por las fallas en los generadores, de una manera u otra, como por ejemplo, poder dar una señal de alarma o bien provocar la desconexión, desexcitación y si fuera necesario la parada del mismo, y así poder darle una mayor vida útil al generador.

En resumen, los dispositivos de protección para generadores trifásicos síncronos tienen un doble objetivo:

- a) Evitar la aparición de desperfectos por fallas.
- b) Si a pesar de todas las precauciones se produce una avería, limitar al mínimo las consecuencias de ésta.

Los dispositivos de protección para generadores trifásicos síncronos pueden clasificarse en dos grandes grupos:

- a) Dispositivos de protección contra fallas procedentes del exterior del generador.
- b) Dispositivos de protección contra fallas procedentes del interior del generador.

A continuación se detalla algunas de las fallas procedentes del exterior y del interior del generador (Ver Tablas 3.1 y 3.2), el dispositivo de protección utilizado para cada una de ellas y un esquema típico de protección para generadores de alta tensión (Figura 3.2).

Tabla 3.1. Fallas externas típicas de los generadores y su respectivo dispositivo de protección.

| Nº | TIPO DE FALLA | DISPOSITIVO DE PROTECCION | ANSI |
|----|--------------------------------------|---|------------|
| | EXTERNAS | | |
| 1 | Sobrecarga y cortocircuito | - Relevador de corriente instantánea. - Relevador de corriente con restricción de voltaje. | 50G 51V |
| 2 | Sobrevelocidad | - Relevador de sobrefrecuencia | 81O |
| 3 | Operación desbalanceada o monofásica | - Relevador de secuencia negativa. | 46 |
| 4 | Motorización | - Relevador de potencia inversa. | 32 |
| 5 | Sobrevoltajes | - Relevador de sobrevoltaje. | 59G |
| 6 | Bajo voltajes | - Relevador de bajo voltaje. | 27G |
| 7 | Operación de frecuencia reducida. | - Relevador de baja frecuencia. | 81U |

Tabla 3.2. Fallas internas típicas de los generadores y su respectivo dispositivo de protección.

| Nº | TIPO DE FALLA | DISPOSITIVO DE PROTECCION | ANSI |
|----|--|---|------------|
| | INTERNAS | | |
| 1 | Falla en los devanados. | - Relevador diferencial. | 87G |
| 2 | Sobrecalentamiento en los devanados o cojinetes. | - Relevador térmico. | 49G |
| 3 | Pérdida de excitación. | - Relevador de pérdida de campo. | 40G |
| 4 | Falla a tierra del estator. | - Relevador de sobrevoltaje para protección de tierra. - Relevador de sobrecorriente a tierra. | 64G 51N |
| 5 | Falla a tierra del rotor | - Relevador de voltaje DC para protección de tierra. | 64F |

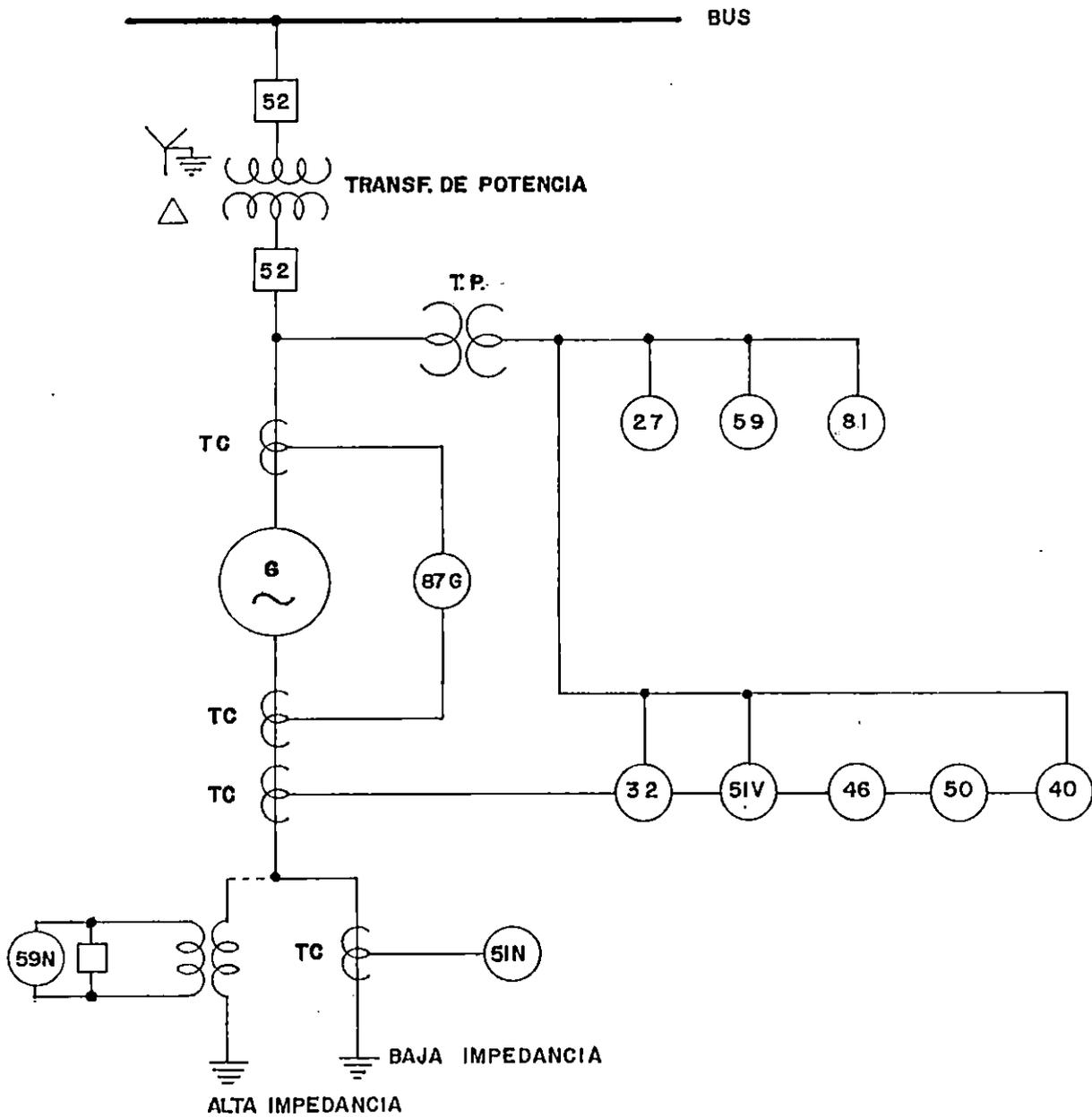


Figura 3.2. Esquema unifilar típico de protección de generadores trifásicos síncronos de alta tensión.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO III

Los relevadores de protección vinieron a reemplazar los antiguos métodos de protecciones eléctricas de los sistemas de potencia, los cuales no eran muy eficientes; su funcionamiento consiste en sensar magnitudes eléctricas como voltajes y corrientes o no eléctricas como presión y temperatura, y mandar una señal de disparo o alarma para despejar por medio de un disyuntor cualquier anomalía indeseable en su respectiva zona de protección.

Estos relevadores de protección pueden ser electromecánicos, de estado sólido o digitales, y deben cumplir con una serie de cualidades para ofrecer una buena eficiencia en el despeje de cualquier falla.

Existe un relevador para cada tipo de falla que pueda ocurrir en un generador; estas fallas pueden ser de origen interno o externo.

Los generadores eléctricos deben contar con las protecciones mínimas, las cuales dependerán del tipo de generador, de su potencia, de la importancia del suministro y de la continuidad de operación.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Juarez Flores José Samuel y otros.
"Manual de Pruebas de Relevadores de Protección de Máquinas Síncronas Turbogeneradoras". Tesis para optar al título de ingeniero electricista.
Universidad Politécnica de El Salvador.
UPES. 1990.
2. Mason C. Rusell.
El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores. Traducido por: Amor Parera Bahi.
Segunda Edición. México: Editorial Continental, S.A., 1971.
3. Ravindranath B. y Chander M..
Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores. Traducido por: Rafael García García.
Primera Edición. México: Editorial Limusa, 1980.

CAPITULO

IV

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO Y MANTENIMIENTO Y PRUEBAS DE EQUIPOS DE PROTECCION

Introducción.

Los transformadores de instrumento son los requeridos para alimentar los aparatos de medición y protección como contadores, relevadores y otros instrumentos análogos.

Estos transformadores de instrumento, reproducen a escala las magnitudes eléctricas de la red (voltajes y corrientes) hasta valores no peligrosos y normalizados. De esta manera se evita la conexión directa entre los aparatos o instrumentos y los circuitos de alta tensión; y con esto se logra una mayor seguridad para el personal encargado de realizar tareas con estos equipos. Existen dos clases de transformadores de instrumentos los cuales son:

- a) Transformadores de corriente
- b) Transformadores de potencial

4.1.0.0.0 Transformadores de corriente.

Un transformador de corriente tiene su devanado primario conectado en serie con el circuito de potencia por el que circula la corriente que se ha de medir, y en cuyo devanado secundario se induce a escala una corriente pequeña (comparada con la corriente primaria) la cual se conecta en serie con los aparatos de medición y protección que así lo requieran. Por lo general a estos transformadores de corriente se les denomina TC.

Estos transformadores están diseñados para suministrar la corriente adecuada a las necesidades de los aparatos de medición y protección, para los cuales la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria con la siguiente relación:

$$I_P N_P = I_S N_S$$

en donde: I_P = Corriente del primario
 I_S = Corriente del secundario
 N_P = Número de vueltas del primario

N_s = Número de vueltas del secundario

Estos transformadores de corriente están diseñados para que circule 5 amperios, según norma, en el devanado secundario cuando la corriente nominal fluye en el primario; por ejemplo, 500/5 Amp.

Los devanados de los transformadores de corriente pueden ser con un arrollamiento primario y uno o varios arrollamientos secundarios con derivaciones, o con dos arrollamientos primarios para conectarse en serie o paralelo y uno o varios arrollamientos secundarios con derivaciones para tener un mayor rango de corriente disponible.

4.1.1.0.0 Clasificación de los transformadores de corriente por su aplicación y precisión.

Estos transformadores podemos clasificarlos, según su aplicación y la precisión requerida para la misma, en:

- a) Transformadores de Corriente para Medición.
- b) Transformadores de Corriente para Protección.

4.1.1.1.0 Transformadores de corriente para medición.

Son transformadores de corriente utilizados para alimentar aparatos de medida, contadores, vatímetros y otros aparatos análogos.

Para proteger los aparatos alimentados por el transformador en caso de cortocircuito en la red a la cual está interconectado, se tiene en cuenta el Factor Nominal de Seguridad (F_s), que se define como:

$$F_s = \frac{I_{ps}}{I_{pn}}$$

donde: I_{ps} = Corriente nominal de seguridad

I_{pn} = Corriente primaria nominal.

La corriente nominal de seguridad, es la corriente primaria, para la cual el transformador ha comenzado a saturarse. En ese momento, la corriente secundaria multiplicada por la relación de transformación nominal (K_n), debe ser menor o igual a 0.9 veces la corriente primaria. Por lo tanto, se tiene:

$$K_n \cdot I_s \leq 0.9 \cdot I_p$$

Para que un transformador de corriente pueda realizar una clase de precisión elevada con un factor nominal de seguridad bajo, es necesario que el núcleo de este transformador sea de chapas magnéticas de gran permeabilidad y de saturación rápida.

4.1.1.1.1 Clase de precisión.

La clase de precisión para un transformador de corriente para medición, está caracterizado por un número (índice de clase), que es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento para la corriente nominal primaria, estando el transformador alimentando la carga de precisión.

La clase de precisión de los transformadores de corriente para medición son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 1.0, 3.0. En la Tabla 4.1, que se muestra a continuación, se presenta la guía de aplicación de la clase de precisión de estos transformadores.

Tabla 4.1. Guía de aplicación de los transformadores de corriente para medición.

| CLASE DE PRECISION | APLICACION |
|--------------------|--|
| 0.1 | Laboratorios |
| 0.2 | Laboratorios y Patrones portátiles |
| 0.3 | Contadores de gran precisión |
| 0.5 | Contadores normales y Aparatos de medida |
| 1.0 | Aparatos de salas de mando |
| 3.0 | Para usos de menor precisión |

4.1.1.2.0 Transformadores de corriente para protección.

Estos están destinados a alimentar relevadores de protección. Deberán, por lo tanto, asegurar una precisión suficiente para corrientes de valor igual o varias veces la corriente nominal.

4.1.1.2.1 Clase de precisión.

La clase de precisión para los transformadores de corriente para protección, está caracterizada por un número (índice de clase) y la letra "P", que indica protección.

El índice de clase indica el límite superior del error para la corriente límite de precisión nominal y la carga de precisión. Las clases de precisión normales son: 5P y 10P, donde 5P corresponde a un error de intensidad de $\pm 1\%$ a la corriente nominal, y 10P corresponde a un error de intensidad de $\pm 3\%$ a la corriente nominal.

4.1.1.2.2 Clasificación ASA de la precisión.

La clasificación ASA de la precisión para transformadores de corriente con propósitos de protección proporciona una medida de la precisión de los TC. Este método de clasificación supone que el TC está suministrando 20 veces su corriente nominal secundaria a su carga, y se clasifica con base en el valor máximo de la tensión eficaz que éste puede mantener en sus terminales secundarios sin que el error de relación exceda un margen especificado.

Las clasificaciones de precisión ASA normalizadas se muestran en la Tabla 4.2. La letra "H" significa "Impedancia Secundaria Interna Elevada", que es una característica de los TC que tienen arrollamientos secundarios concentrados. La letra "L" significa "Impedancia Secundaria Interna Baja", que es una característica de los TC del tipo boquilla (dona), que tienen arrollamientos secundarios completamente distribuidos o del tipo de ventana que tienen dos o cuatro bobinas secundarias con baja reactancia de dispersión secundaria.

Tabla 4.2. Clasificación ASA de la precisión de los transformadores de corriente para protección.

| IMPEDANCIA SECUNDARIA INTERNA ELEVADA | | IMPEDANCIA SECUNDARIA INTERNA BAJA | |
|---------------------------------------|---------|------------------------------------|---------|
| 10H10 | 2.5H10 | 10L10 | 2.5L10 |
| 10H20 | 2.5H20 | 10L20 | 2.5L20 |
| 10H50 | 2.5H50 | 10L50 | 2.5L50 |
| 10H100 | 2.5H100 | 10L100 | 2.5L100 |
| 10H200 | 2.5H200 | 10L200 | 2.5L200 |
| 10H400 | 2.5H400 | 10L400 | 2.5L400 |
| 10H800 | 2.5H800 | 10L800 | 2.5L800 |

El número anterior a la letra es el error máximo de relación especificado en porcentaje y el número después de la letra es la tensión final máxima secundaria a la que puede tolerarse el error de relación especificado, para una corriente secundaria de 20 veces la nominal. Por ejemplo, dividiendo la tensión máxima especificada entre 100 amperios (20 x 5 Amperios) se obtiene la impedancia máxima de la carga especificada a través de la cual el TC pasará 100 amperios con no más del error de relación especificado.

4.1.2.0.0 Exactitud de los transformadores de corriente.

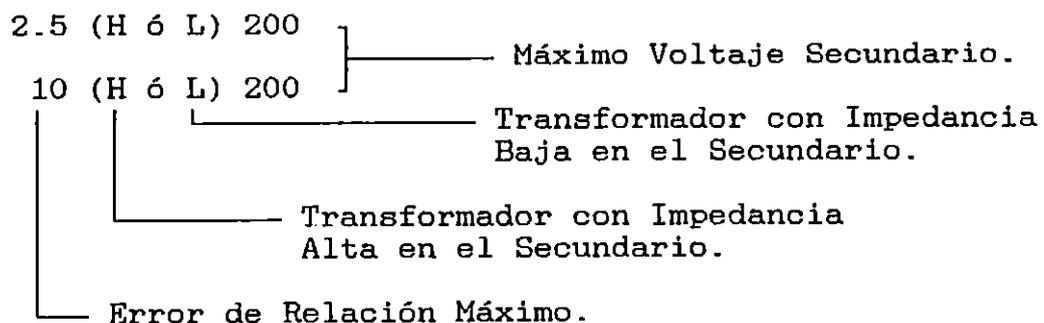
La clase de exactitud es descrita por dos símbolos, la designación de la letra y el voltaje nominal, que definen la capacidad del transformador.

Los códigos de designación de la letra son C y T. La designación C, cubre los transformadores de corriente con devanados uniformemente distribuidos, y algunos otros transformadores cuyo flujo de dispersión del núcleo tienen efectos despreciables en relación a los límites predefinidos. La designación T, cubre los transformadores del tipo de arrollamiento y algunos otros cuyo flujo de dispersión del núcleo afecta grandemente la relación predeterminada.

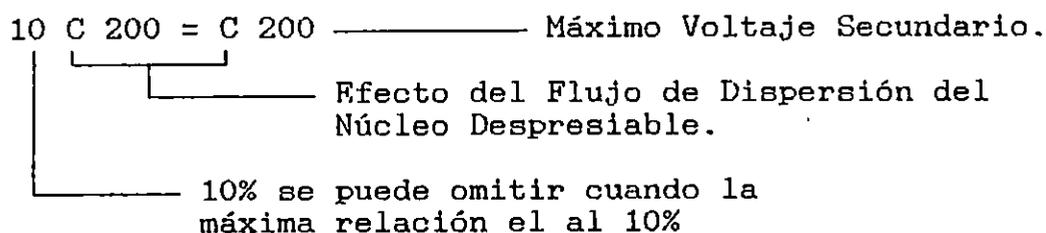
Para esta clasificación de transformadores de corriente, al igual que para la clasificación ASA de la precisión, mencionada anteriormente, el número después de la letra (C ó T) indica el voltaje de entrega del transformador hacia una carga normalizada para 20 veces la corriente nominal en el secundario, tomando en cuenta el no exceder un 10% en el error de la relación de transformación.

Cuando el transformador de corriente se usa en un número menor de sus vueltas totales, solamente una porción de carga puede ser soportada sin exceder al 10% de error. Según estas dos clasificaciones mencionadas arriba, podemos clasificar a los transformadores de corriente como:

- Clasificación ASA de la precisión.



- Clasificación de la exactitud de los transformadores.



4.1.3.0.0 Clase de aislamiento.

La clase de aislamiento indica la magnitud de voltaje la cual un transformador de corriente puede mantener de forma segura, entre los devanados primario y secundario, entre cada uno de estos devanados y tierra, sin que su aislamiento sea dañado.

Existen normas de tipo industrial las cuales establecen los rangos de aislamiento desde los 600 voltios hasta los 545 KV, algunos se extienden hasta 765 KV. Se pretende llegar a rangos de 1100 KV a 1500 KV.

Estas reglas establecen que la clase de aislamiento de un transformador de corriente debe ser por lo menos igual al voltaje de línea a línea del sistema en el punto de conexión.

Por ejemplo, para un transformador de corriente utilizado en un sistema 7,200/12,470 voltios, la clase de aislamiento deberá ser de 15 KV. Bajo condiciones de falla, esta unidad puede ser sometida a voltaje línea a línea.

4.1.4.0.0 Polaridad de los transformadores de corriente.

En algunos aparatos de medición y protección se requiere de la interacción de una o más corrientes y voltajes, para esto es necesario conocer las direcciones relativas de las corrientes en los devanados primario y secundario de un transformador de corriente.

Para poder determinar las direcciones relativas de las corrientes en los terminales del transformador, por norma se habitúa utilizar marcas o simbolos de polaridad, los cuales son H₁-H₂ para el devanado primario y X₁-X₂ para el secundario. La convención establece que cuando la corriente primaria entra por el terminal H₁ la corriente secundaria sale por el terminal X₁, tal como se muestra en la figura 4.1. De igual manera, cuando la corriente primaria entra por el terminal H₂, la corriente secundaria sale por el terminal X₂.

En los diagramas esquemáticos, la polaridad marcada se representa por un pequeño bloque colocado en los extremos de cada devanado a H_1 y X_1 , como se muestra en la Figura 4.2

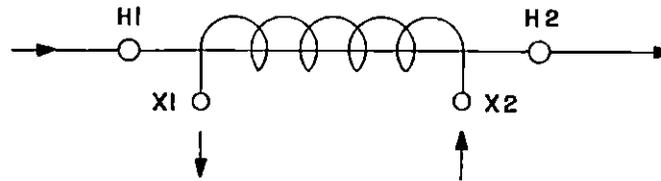


Figura 4.1. Convención de corrientes de un TC.

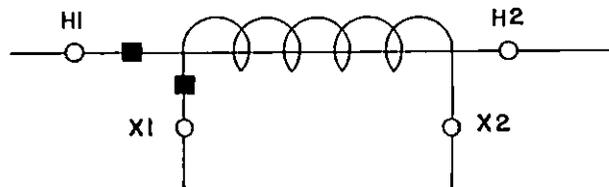


Figura 4.2. Marcas de polaridad de un TC.

Los transformadores de corriente cuando están energizados o en una posible operación, deben tener su devanado secundario conectado a una carga o burden, o si no estar cortocircuitado para prevenir sobrevoltajes en dichos devanados. Cuando el secundario es cortocircuitado o conectado a una carga, el voltaje que se origina en los terminales secundarios permanece muy bajo. Si la carga o cortocircuito es retirada, el transformador de corriente se comportará como un transformador de voltaje, elevando el voltaje secundario de acuerdo a la relación de transformación. Esto puede generar altos voltajes peligrosos para el personal de operación u ocasionar que se dañe y falle el transformador.

4.1.5.0.0 Carga (burden).

La carga (burden) nominal de un TC indica el valor de resistencia e inductancia de los dispositivos que pueden conectarse a su circuito secundario sin ocasionar un error de medición mayor que el especificado por su exactitud.

La carga está constituida por los tipos de medidores y relevadores y por el tamaño y longitud del conductor conectado entre los bornes del secundario del TC y los dispositivos antes mencionados.

El término burden es utilizado para diferenciar la carga de los dispositivos conectados en el secundario del TC, de la corriente de carga que circula por el circuito primario.

El burden de cada dispositivo es expresado generalmente como una impedancia total en ohmios, o como resistencia efectiva e inductancia, o en volt-amperios y factor de potencia, o en watts y vars. Dicha información es usualmente obtenida de manuales o boletines editados por los fabricantes de los equipos.

Tabla 4.3. Cargas (burden) estandarizadas de TC.

| DESIGNACION DEL BURDEN | BURDEN | | BURDEN A 60 Hz, 5 Amp. | | |
|------------------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|--------------|------|
| | RESISTENCIA (OHMS) | INDUCTANCIA (mH) | IMPEDANCIA (OHMS) | VOLTAMPERIOS | f.p. |
| B-0.1 | 0.09 | 0.118 | 0.1 | 2.5 | 0.9 |
| B-0.2 | 0.18 | 0.232 | 0.2 | 5.0 | 0.9 |
| B-0.5 | 0.45 | 0.580 | 0.5 | 12.5 | 0.9 |
| B-1 | 0.50 | 2.300 | 1.0 | 25.0 | 0.5 |
| B-2 | 1.00 | 4.600 | 2.0 | 50.0 | 0.5 |
| B-4 | 2.00 | 9.200 | 4.0 | 100.0 | 0.5 |
| B-8 | 4.00 | 18.400 | 8.0 | 200.0 | 0.5 |

El burden de un TC es designado por la letra mayúscula "B" y un número a continuación que indica la impedancia del burden en ohmios. La Tabla 4.3 indica el burden estandarizado de los transformadores de corriente, utilizados en medición y protección. Por ejemplo, B-0.1 indica que el transformador de corriente puede mantener su exactitud nominal con un burden de 0.1 ohm o menor conectado a su devanado secundario.

Normalmente, los medidores de instrumento tienen muy bajo burden, a menudo menores que 0.1 ohm, pero no mayores de 0.5 ohm. En contraste, los relevadores tienen bobinas de muchas vueltas que imponen grandes burden del orden de 1.0 ohm o más.

No debe ser utilizado un TC con un burden menor que el burden de los relevadores conectados en su secundario, porque las mediciones no estarían dentro de la exactitud nominal y podrían ocasionar operaciones inadecuadas.

4.1.6.0.0 Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL).

El nivel básico de aislamiento al impulso (BIL - Basic Impulse Insulation Level), es el valor del voltaje de cresta de la onda completa de voltaje que el aislamiento del transformador debe ser capaz de soportar. Para simplificar el diseño y aplicación de equipo eléctrico, el Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica (IEEE), la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA) y el Instituto Eléctrico Edison (EEI) han establecido una serie de niveles básicos de aislamiento con referencia al impulso estandar, los cuales se listan en la Tabla 4.4. Se estableció además, que los niveles de impulso para algún equipo deberían tomarse de esta serie de valores estandar. Esto Generalmente se ha cumplido, pero en algunos casos el valor adoptado de aislamiento no corresponde con su valor de voltaje de referencia dado en la tabla antes mencionada.

El BIL estandar para los transformadores de corriente se muestra en la Tabla 4.5 con su respectiva clase de aislamiento. Bajo condiciones especiales puede construirse transformadores de instrumento con un BIL menor que el estandar establecido, este tipo de transformadores es conocido como de aislamiento reducido, y el que tiene el BIL de acuerdo a las tablas es llamado de aislamiento pleno.

Tabla 4.4. BIL correspondiente a diferentes voltajes del sistema.

| VOLTAJE NOMINAL (KV) | BIL (KV) | VOLTAJE NOMINAL (KV) | BIL (KV) |
|-------------------------|-------------|-------------------------|-------------|
| 2.4 | 45 | 46 | 250 |
| 4.16 | 60 | 69 | 350 |
| 7.2 | 75 | 92 | 450 |
| 13.8 | 95 | 115 | 550 |
| 14.4 | 110 | 138 | 650 |
| 23.0 | 150 | 161 | 750 |
| 34.5 | 200 | 230 | 900 |

Cabe mencionar, que estos valores normalizados, tanto de aislamiento como del BIL respectivo, son válidos para

transformadores inmersos en aceite, inductores inmersos en aceite, reguladores de voltaje, reactores inmersos en aceite, bushing de aparatos, interruptores de aire y barras, aparte de los transformadores de instrumento, tanto de corriente como de potencial.

TABLA 4.5. BIL para transformadores de instrumento.

| CLASE DE AISLAMIENTO (KV) | BIL (KV) | CLASE DE AISLAMIENTO (KV) | BIL (KV) |
|---------------------------|----------|---------------------------|----------|
| 1.2 | 30 | 115 | 550 |
| 2.5 | 45 | 138 | 650 |
| 5.0 | 60 | 161 | 750 |
| 8.7 | 75 | 196 | 900 |
| 15.0 | 95 | 230 | 1050 |
| 23.0 | 150 | 287 | 1300 |
| 34.5 | 200 | 345 | 1550 |
| 46.0 | 250 | 375 | 1675 |
| 69.0 | 350 | 400 | 1800 |
| 92.0 | 450 | 430 | 19250 |

En la Tabla 4.6 se presentan los valores del BIL para los transformadores del tipo seco, con sus respectivos valores de la clase de aislamiento.

4.2.0.0.0 Transformadores de potencial.

Los transformadores de potencial (TP o VT), son los usados para suministrar la tensión adecuada a los aparatos de medida y protección, permitiendo reducir el valor de voltaje de línea a valores mucho más adecuados para su manejo.

Tabla 4.6. BIL estandar para transformadores del tipo seco.

| CLASE DE AISLAMIENTO (KV) | BIL (KV) |
|---------------------------|----------|
| 1.2 | 10 |
| 2.5 | 20 |
| 5.0 | 25 |
| 8.7 | 35 |
| 15.0 | 50 |

El devanado primario se conecta a los bornes a los cuales se desea medir la tensión y el secundario se conecta a los circuitos de tensión de uno o varios aparatos de medida o protección conectados en paralelo.

Estos equipos transforman los altos voltajes en bajos voltajes, usualmente a 120 volts, que pueden ser aplicados a dispositivos de medición, indicación y protección.

La transformación de voltajes es directamente proporcional a la relación de vueltas de sus devanados:

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

donde: E_p = Voltaje del primario.

E_s = Voltaje del secundario.

N_p = Número de vueltas del primario

N_s = Número de vueltas del secundario.

Algunos de los principales datos de placa de un transformador de potencial son los siguientes:

- Clase de aislamiento.
- Nivel Básico de Aislamiento al Impulso (BIL).
- Burden y exactitud nominal.
- Relación de transformación.
- Voltajes terminales nominales.
- Conexión (fase a fase o fase a tierra).

4.2.1.0.0 Clasificación de los transformadores de potencial por su aplicación y precisión.

Este tipo de transformador de instrumento, al igual que el transformador de corriente, podemos clasificarlo de la siguiente forma:

- a) Transformadores de Potencial para Medida.
- b) Transformadores de Potencial para Protección.

4.2.1.1.0 Transformadores de potencial para medida.

Son los transformadores de potencial destinados a alimentar los aparatos de medida, contadores, vatímetros y otros aparatos análogos.

4.2.1.1.1 Clase de precisión.

La clase de precisión de un transformador de potencial para medición, está caracterizado por un número (índice de

clase) que es el límite del error de relación, expresado en tanto por ciento, para la tensión nominal primaria, estando el transformador alimentando a la carga de precisión.

Esta precisión debe mantenerse para una tensión comprendida entre el 25% y el 100% de la carga de precisión.

Las clases de precisión para los transformadores de potencial son los que se muestran en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7. Guía de aplicación de los transformadores de potencial para medición.

| CLASE DE PRECISION | APLICACION |
|--------------------|--|
| 0.1 | Laboratorios |
| 0.2 | Laboratorios y Patrones portátiles |
| 0.3 | Contadores de gran precisión |
| 0.5 | Contadores normales y Aparatos de medida |
| 1.0 | Aparatos de salas de mando |
| 3.0 | Para usos de menor precisión |

4.2.1.2.0 Transformadores de potencial para protección.

Son transformadores de potencial destinados a alimentar relevadores de protección.

Si un transformador de potencial va a ser utilizado para medida y para protección, normalmente no es necesario que existan dos arrollamientos separados como en los transformadores de corriente, salvo que se desee lo contrario. Por ello, en la norma CEI, a los transformadores de potencial para protección se les exige también que cumplan una clase de precisión como transformadores de potencial para medida.

Para un mismo modelo de transformador de potencial, la potencia de precisión, cuando solo existe un secundario, es superior a la suma de las potencias de precisión de cada secundario, cuando existen dos, pues hay que tener en cuenta el espacio destinado a aislar entre sí ambos secundarios.

Debido a la interdependencia entre los secundarios de un transformador de potencial, es necesario especificar si las potencias de precisión son simultáneas o no, pues si uno de los secundarios está cargado solamente durante cortos periodos de tiempo, puede admitirse que las cargas no son simultáneas.

4.2.1.2.1 Clase de precisión.

La clase de precisión, como transformadores de potencial, está caracterizada por un número que indica el error máximo, expresado en tanto por ciento al 5% de la tensión nominal y a la tensión correspondiente al factor de tensión nominal. Este número va seguido de la letra "P".

Las normas del CEI, establecen que los transformadores de potencial, deben especificarse también como transformadores de potencial para medida.

4.2.2.0.0 Polaridad.

Los terminales de los TP están marcados para indicar las polaridades relativas de los devanados primario y secundario. Usualmente dichos terminales están marcados como H_1 para el lado de alto voltaje y X_1 (Y_1 para terciario) para bajo voltaje.

La relación entre el alto y bajo voltaje es tal que X_1 tiene la misma polaridad instantánea de H_1 , como se muestra en la Figura 4.3.

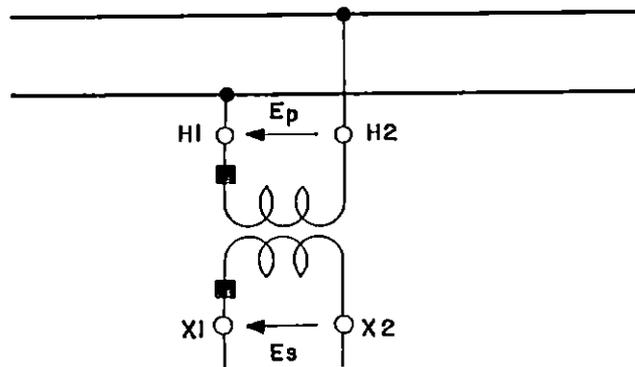


Figura 4.3. Marcas de polaridad de un TP

Es muy importante observar las marcas de polaridad en ciertas aplicaciones de medidores y relevadores, donde la polaridad invertida tendería a hacer girar al elemento de operación en sentido contrario y de esta forma los dispositivos no operarían.

4.2.3.0.0 Carga (burden).

Así como los transformadores de corriente, los transformadores de potencial tienen una exactitud nominal para un burden o carga máxima conectada a su secundario. Estas cargas han sido normalizadas por ANSI y son especificadas en Volt-Amperios y factor de potencia a un voltaje dado. La Tabla 4.8. designa dichos valores.

Tabla 4.8. Cargas (burden) estandarizadas de T.P.

| DESIGNACION DEL BURDEN | VOLT-AMPERIOS A 120 VOLTIOS | FACTOR DE POTENCIA DEL BURDEN |
|------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| W | 12.5 | 0.10 |
| X | 25.0 | 0.70 |
| Y | 75.0 | 0.85 |
| Z | 200.0 | 0.85 |
| ZZ | 400.0 | 0.85 |

No es práctica usual aplicar cargas en los TP en exceso de su Volt-Amperios nominales, ya que una buena exactitud de transformación no será mantenida bajo estas condiciones. Sin embargo, en ciertas aplicaciones en donde el transformador utilizado servirá para suministrar potencia, preferiblemente que para propósitos de medición, es posible colocar cargas mayores que los Volt-Amperios nominales en el secundario, sin causar excesivo calentamiento que acortaría la vida del transformador. El valor máximo de la carga que cumple lo anterior es llamada la carga térmica nominal.

4.2.4.0.0 Clase de aislamiento.

La clase de aislamiento de un transformador de potencial está relacionado con el máximo voltaje de línea a línea del circuito al cual será conectado.

Todos los transformadores de potencial se prueban a temperaturas de ensayo y a una frecuencia de 60 Hz, éstos deberán estar capacitados para soportar la tensión de ensayo

a un nivel de aislamiento.

La clase de aislamiento no deberá ser mal interpretada o tomarse como el voltaje que el transformador de potencial es capaz de manejar continuamente. Los rangos de la clase de aislamiento definen el voltaje de los devanados primario y secundario a tierra en el transformador en el cual el aislamiento es probado. Un transformador de potencial de 240 V, tiene una clase de aislamiento de 0.6 KV. Esto quiere decir que el aislamiento primario es tal que debe ser capaz de operar continuamente en 600 V arriba de tierra.

4.2.5.0.0 Exactitud de los transformadores de potencial.

En los transformadores de potencial, la exactitud depende de la carga que pueden soportar en el devanado secundario. La precisión de estos está realizada en base a las normas especificadas por NEMA.

Las letras W, X, Y, Z especifican los límites del error de relación para los transformadores de potencial.

4.2.6.0.0 Factor de corrección de relación (FCR).

Es un factor el cual debe multiplicarse por la relación de transformación marcada en el transformador, para obtener la verdadera relación de transformación. Este factor es aplicable tanto a transformadores de corriente como a transformadores de potencial, y es proporcionado por los fabricantes como dato de placa en el transformador o está especificado en los manuales de operación e instalación de dichos aparatos.

$$\text{Relación Verdadera} = \text{FCR} \times \text{Relación Marcada}$$

4.3.0.0.0 Mantenimiento y prueba del equipo de protección.

El equipo de protección difiere de los demás tipos de equipos eléctricos en que, durante la mayor parte de su vida útil, permanece sin operar, ya que sólo trabaja cuando se presentan las condiciones de falla. Por lo tanto, la prueba del equipo de protección plantea un problema, porque sólo responde a las condiciones de falla y las pruebas en condiciones normales de operación no dan siempre resultados realistas. Además, la condición de servicio continuo que se impone a este equipo es, en particular, económicamente elevada, en vista de que los aparatos están normalmente estáticos y deben operar sin advertencia. Como consecuencia,

los defectos del equipo pueden fácilmente pasar inadvertidos mientras no se detecte su operación incorrecta cuando se presenta una falla en el sistema, por lo que es esencial hacerles pruebas durante el mantenimiento regular con el fin de predecir su falla. El equipo ideal de protección combina un alto nivel de funcionamiento con la simplicidad, pero cuando hay imperativos económicos, es necesario sacrificar un poco la simplicidad por un mantenimiento más intenso.

Sin embargo, la importancia de la operación confiable del equipo de protección es tan grande, que deben emplearse todos los medios posibles para asegurarse de que dicho equipo, y los elementos asociados a él, operen siempre correctamente al ocurrir una falla. Por lo tanto, son muy importantes las pruebas y el mantenimiento del equipo de protección. Las normas del servicio que se requieren varían tan ampliamente para los diferentes equipos de protección, que su descripción detallada es demasiado amplia. Sin embargo, se describen algunos principios de guía que pueden aplicarse, con las modificaciones adecuadas, a cualquier equipo en particular.

4.3.1.0.0 Clasificación de las pruebas de los relevadores.

Generalmente se hacen pruebas para demostrar que:

- a) El relevador trabaje correctamente para despejar una falla; y
- b) El relevador permanezca inoperante en presencia de fallas exteriores a su zona de protección.

Para comprobar la operación correcta del relevador, es aconsejable establecer un programa de pruebas para los relevadores que se adapte a las necesidades del sistema. Deben simularse las condiciones del sistema antes de probar cada relevador en particular.

En general, las pruebas que tienen que efectuarse quedan comprendidas en la siguiente clasificación:

- i) Pruebas de Fábrica,
- ii) Pruebas de Instalación, y
- iii) Pruebas Periódicas de Mantenimiento.

4.3.1.1.0 Pruebas de fábrica.

Es responsabilidad del fabricante asegurar que el equipo cubra las especificaciones normales y, por lo tanto, se debe probar antes de aceptarlo e instalarlo. Para un esquema o relevador de protección que tenga que probarse,

deben reproducirse exactamente las condiciones de operación que pudieran presentarse durante las fallas en los sistemas de transmisión y distribución. Para lograr este objetivo, los equipos de pruebas que se utilicen para suministrar los parámetros eléctricos como corriente, voltaje, etc. deben de ser de capacidad considerable y de diseño especial.

El control de calidad de la fábrica incluye muchas otras pruebas, que varían desde la investigación y el control de los materiales, hasta los efectos del impacto y la vibración, la resistencia a la corrosión atmosférica, los efectos de la temperatura y el hermetismo de las cajas o alojamientos de los relevadores. A veces, el desarrollo de un nuevo diseño de relevador se prueba también en el laboratorio de pruebas de la fábrica.

4.3.1.2.0 Pruebas de instalación.

Como en las pruebas de fábrica se verifica el funcionamiento del equipo bajo condiciones de falla, el objetivo principal de las pruebas de instalación, o de aplicación, es el de comprobar que el equipo de protección esté instalado correctamente, bien cableado, que funcione correctamente y que esté listo para el servicio que de él se espera. También son muy importantes las pruebas de muchos otros elementos relacionados con los relevadores de protección, que pueden haber sido suministrados por diferentes fabricantes; tales pruebas deben hacerse en forma completa en el lugar de la instalación. Estas pruebas sirven, además, para comprobar que los componentes que han pasado las pruebas de fábrica no hayan sufrido daños durante el transporte previo a su instalación.

Las pruebas de instalación que se efectúan en el sitio de utilización, pueden resumirse de la siguiente manera:

- a) Revisar el diagrama del alambrado usado por los instaladores. (para este trabajo, son muy útiles los diagramas esquemáticos que indican todos los números de referencia del alambrado de interconexión).
- b) Hacer una inspección general del equipo, verificando todas las conexiones, los alambres que llegan a los terminales de los relevadores, los letreros indicadores de los tableros de las terminales, etc.
- c) Medir la resistencia de aislamiento de todos los circuitos.
- d) Probar los transformadores de instrumento (de

d) Probar los transformadores de instrumento (de corriente y potencial), por relación, polaridad y fase. Las pruebas se realizan con un equipo especial conformado por fuentes tanto de corriente como de potencial, medidores de corriente y voltaje, y un medidor de ángulo de fase. Las Figuras 4.4 y 4.5 muestran un bosquejo de las conexiones para realizar dichas pruebas. Los niveles de corriente y voltaje para estas pruebas están, por lo general, por debajo de los magnitudes nominales de operación de estos transformadores de instrumentos.

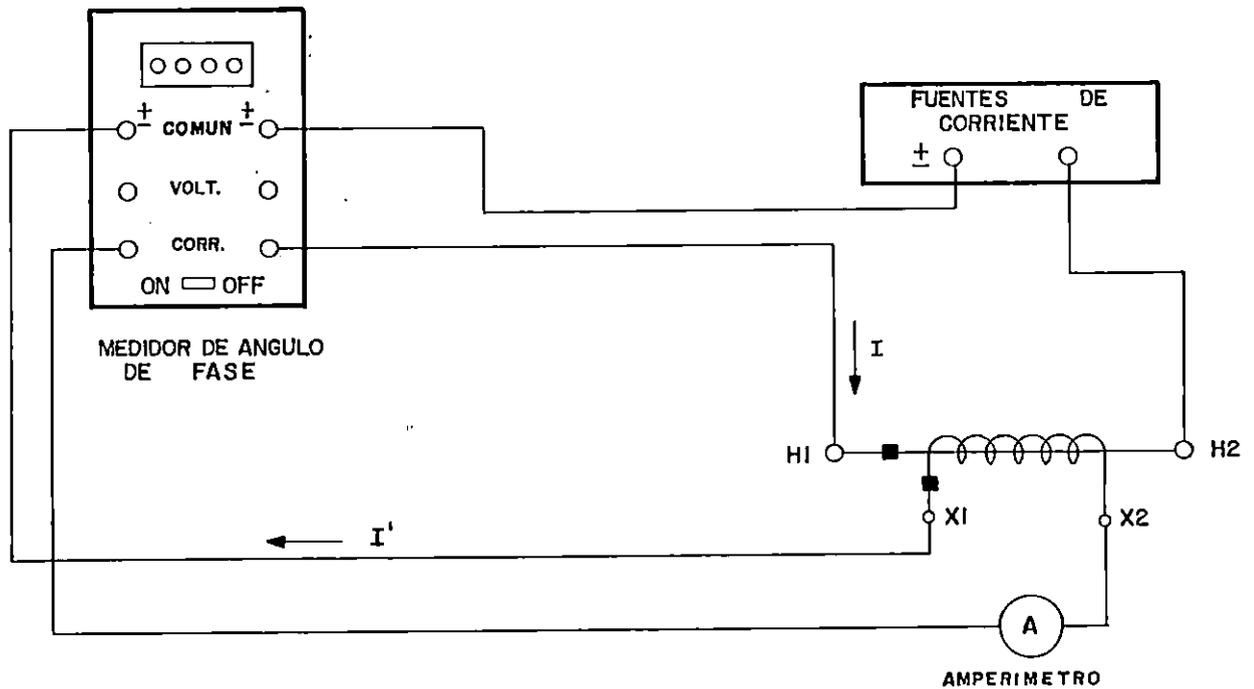


Figura 4.4. Conexión para la prueba de los transformadores de corriente.

e) Inspeccionar y probar los relevadores por inyección secundaria. Esto se refiere, a que hay que aplicar las magnitudes de corriente y voltaje necesarias para que los relevadores bajo prueba actúen, según sea el caso, desde el lugar donde están instalados los transformadores de instrumento, verificando de esta forma el estado del cable de conexión, que en algunos casos alcanza hasta más de cien metros de longitud y la correspondiente correcta conexión de las fases.

Para realizar esta prueba es necesario desconectar los cables que interconectan los relevadores de protección con los transformadores de instrumento, de los puntos de conexión (Caja de Bornera). Las magnitudes de voltaje y corriente que son inyectadas, están en los rangos de operación de los relevadores. La Figura 4.6 muestra un esquema de conexión de los relevadores de protección con los transformadores de instrumentos.

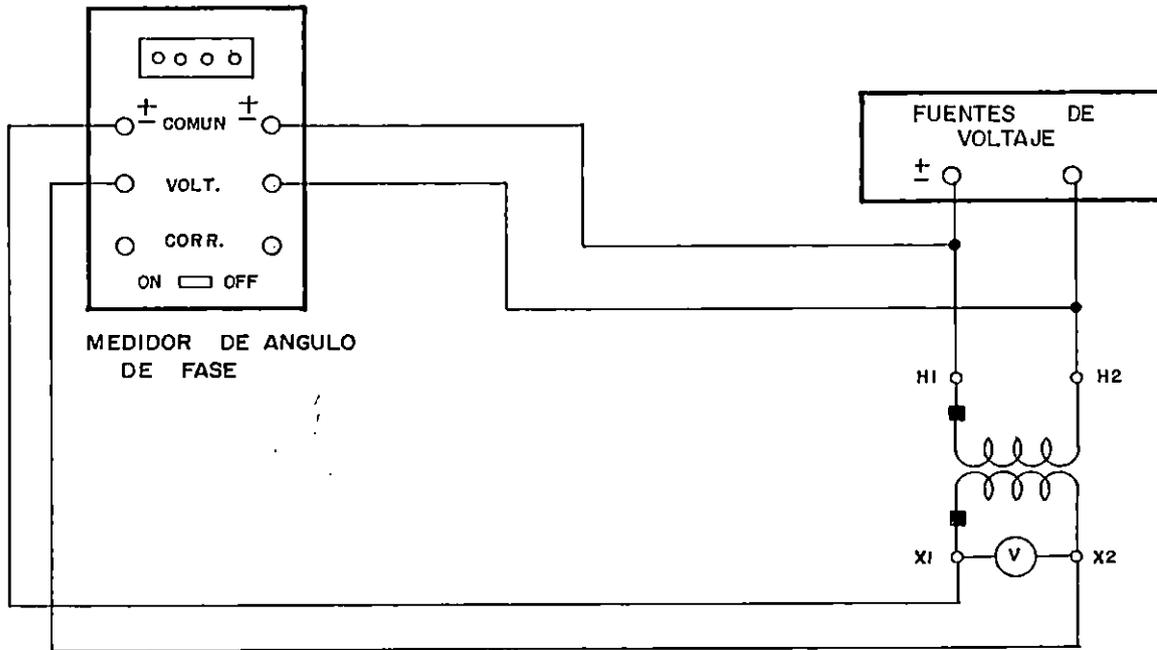


Figura 4.5. Conexión para la prueba de los transformadores de potencial.

- f) Verificar y probar los relevadores por inspección primaria. Para dicha verificación se prueba cada uno de los relevadores física y eléctricamente, separándolos de sus respectivos circuitos. Se utilizan equipos especiales que generan las magnitudes de voltajes y corrientes, simulando fallas que se inyectan a los relevadores, y así comprobar su eficaz operación ante fallas reales. Comprobando además, el valor de operación al cual está ajustado (setting).

g) Verificación de los circuitos de disparo y de alarma. Para ello se hacen pruebas de apertura/cierre del disyuntor, con lo cual se logra verificar el eficaz funcionamiento de los circuitos de disparo y de alarma. Esto se logra haciendo operar manual o eléctricamente cada uno de los relevadores de protección, para que éstos a su vez envíen la respectiva señal de apertura del disyuntor. El cierre de este último se logra por medio de la operación manual de un interruptor de control (control switch - CS), el cual es accesible en el panel frontal de protección de la sala de control. En la Figura 4.7, podemos observar un circuito típico de apertura/cierre.

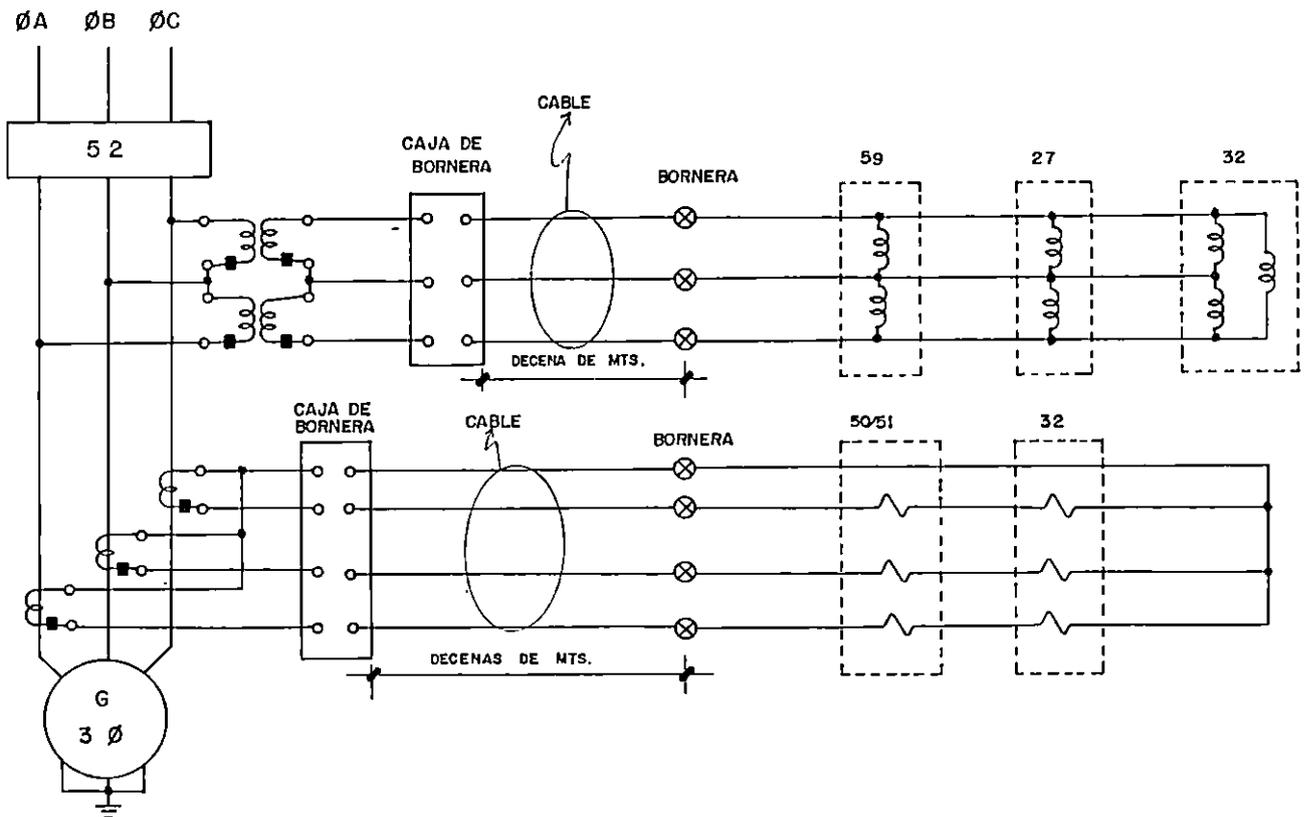


Figura 4.6. Diagrama de acople de los transformadores de instrumento con los relevadores de protección.

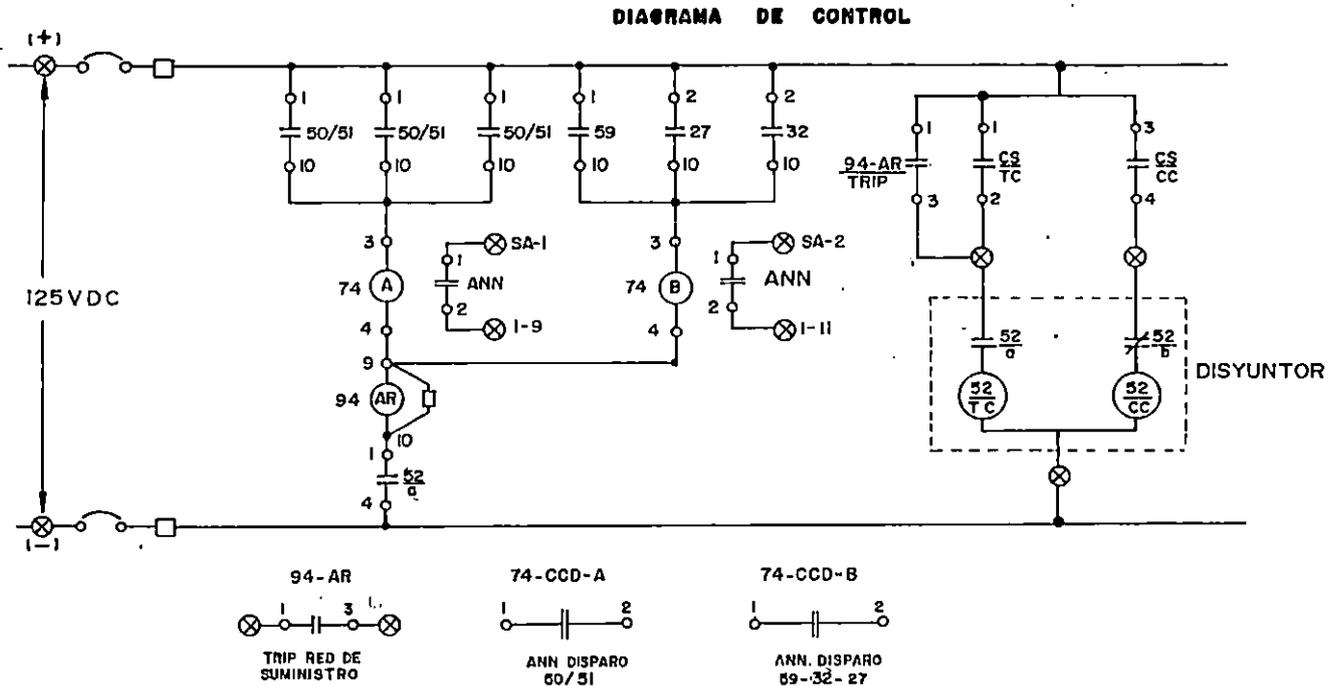


Figura 4.7. Diagrama típico de apertura/cierre del interruptor de potencia (disyuntor).

4.3.1.3.0 Pruebas periódicas de mantenimiento.

Después de la instalación del equipo de protección, es muy importante el mantenimiento periódico. Generalmente, la humedad y el polvo están presentes como fuentes potenciales de problemas y tienden a producir el deterioro del aislamiento, la corrosión de los conductores, alta resistencia entre los contactos de los relevadores y el atascamiento de los cojinetes y de los pivotes de los mismos. Debido a la operación poco frecuente del equipo de protección que está en servicio, tales problemas se presentan a menudo y pasan desapercibidos. Además, con el tiempo, las conexiones pueden aflojarse y esto, aunado a la alta resistencia de los contactos debida a la corrosión, puede propiciar la apertura o no apertura de los circuitos.

Por lo tanto, resulta esencial inspeccionar y probar el equipo de protección con intervalos adecuadamente fijados. La frecuencia de las inspecciones y de las pruebas de mantenimiento depende de la calidad del equipo, de la importancia del suministro de servicio y de las condiciones que prevalecen en el lugar en el que estén instalados los relevadores.

El equipo de protección comprende, además de los relevadores, muchas piezas auxiliares que puedan afectar la eficacia de la protección si no se les prueba e inspecciona en forma regular. Las pequeñas conexiones de los alambres, las baterías o acumuladores, los fusibles, los eslabonamientos mecánicos y los interruptores auxiliares que hay en los disyuntores, son partes vulnerables cuya falla pueda impedir o retrasar el despeje de una falla en el sistema.

Las pruebas de mantenimiento comprenden la inspección general de las condiciones físicas de todo el equipo, la revisión de las conexiones accesibles, inclusive la de los fusibles y los eslabonamientos mecánicos, las pruebas de inyección secundaria de los relevadores y las pruebas de funcionamiento de los circuitos lógicos y de disparo. También debe comprobarse la operación de los circuitos de indicación y de alarma. Los programas de mantenimiento comprenden también los medios para el disparo ocasional de los disyuntores, especialmente de aquellos que, de lo contrario, operarían muy rara vez bajo circunstancias normales; el objeto es verificar que esté en perfectas condiciones el mecanismo de disparo de dichos disyuntores.

La programación y el registro de las pruebas de mantenimiento es de gran importancia y las distintas pruebas deben programarse de tal manera que satisfagan las necesidades del sistema. En la hoja de pruebas que se utilice se deben especificar exactamente cada una de las pruebas e inspecciones que se requieren.

A continuación se da un programa de mantenimiento típico.

- a) Observación continua. Los conceptos mencionados a continuación necesitan supervisión continua y para tal propósito se requiere de una persona adiestrada:
 - i) Supervisión de pilotos (pilotos de indicación de la condición de los interruptores de potencia y de los pilotos indicadores de los diferentes circuitos de protección y alarma).
 - ii) Supervisión del voltaje y corriente de los relevadores, a través de los medidores correspondientes.
 - iii) Supervisión de fallas de tierra de la batería o acumuladores encargados del suministro de la energía DC para los circuitos de disparo del disyuntor e indicación y alarma.
 - iv) Supervisión del circuito del TC de la protección de los buses.

- b) Inspección diaria. Las banderas y los indicadores de los relevadores deben inspeccionarse en cada turno. Lo anterior es necesario para el registro de un record de la acción de los diferentes relevadores para poder determinar las posibles fallas que ocurren con mayor frecuencia en el sistema.
- c) Pruebas mensuales. Prueba de los circuitos de disparo sin disparo de ningún interruptor de potencia (disyuntor). Esto se realiza bloqueando la bobina de disparo del disyuntor y operando cada uno de los relevadores manual o eléctricamente.
- d) Semestralmente. Inspecciones generales de las conexiones de los diferentes circuitos. Pruebas de disparos. Pruebas de la resistencia del aislamiento. Revisión del banco de baterías, lo cual comprende la revisión de cada uno de los acumuladores y de sus respectivos cargadores. Esta inspección incluye la limpieza y ajuste de los diferentes elementos de protección, verificando la conexión de los mismos.
- e) Anualmente. Prueba de los relevadores de protección para su recalibración y ajuste, e inspección general de sus componentes eléctricos y mecánicos, según sea el caso (relevadores de inducción, de estado sólido o digitales).
- f) Cada dos años. Pruebas de la inyección secundaria. Como especificado en el apartado 4.3.1.2.e sobre las pruebas de instalación.

4.3.2.0.0 Bancos de prueba.

Los bancos de prueba se utilizan para comprobar las características de diseño de los relevadores. Estos están provistos de aparatos para la medición precisa del tiempo y de las alimentaciones calibradas de la corriente y del voltaje así como otras magnitudes eléctricas. Es de hacer relevancia a la importancia de los bancos de prueba, ya que estos son esenciales para el buen mantenimiento de los equipos de protección.

En la Figura 4.8 se ilustra el circuito básico para la prueba de los relevadores de sobrecorriente. El contenido armónico de la forma de la onda de la corriente se mantiene dentro del 2% del valor fundamental, ajustando la corriente mediante un reactor que tiene una impedancia por lo menos seis veces mayor que la de los relevadores que se prueban. Se utilizan también transformadores intercambiables equivalentes para los relevadores de capacidad nominal diferente, de manera que se imponga la misma carga sobre el circuito de control para todos los valores de la corriente.

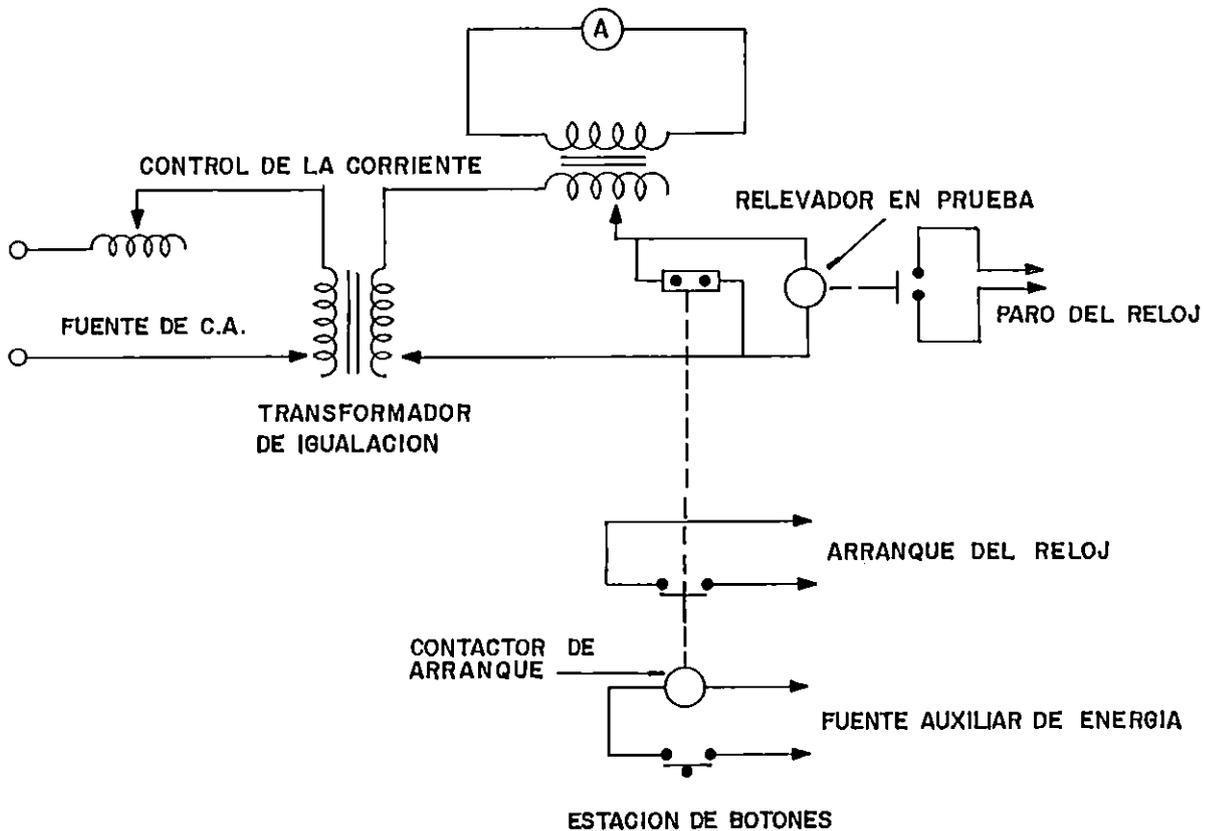


Figura 4.8. Circuito de prueba para los relevadores de sobrecorriente.

La corriente de prueba se ajusta al nivel deseado, con el relevador puesto en cortocircuito por medio de un contacto normalmente cerrado e incorporado al contacto de arranque. Energizando el contacto de arranque se elimina el cortocircuito entre las terminales del relevador y el medidor de tiempo arranca. Finalmente, el medidor de tiempo se detiene cuando opera el relevador. El método adoptado para el ajuste de la carga da el tiempo suficiente para ajustar exactamente la corriente sin sobrecargar el relevador y da también una lectura continua del amperímetro en cuanto hay paso de corriente hacia el relevador, en vista de que la aguja no tiene que elevarse desde cero.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO IV

Los transformadores de instrumento son elementos esenciales requeridos en los sistemas de potencia para transformar los voltajes y corrientes de línea en valores adecuados para los relevadores de protección y los sistemas de medición, aislándolos además, del voltaje de línea, y de esta manera proporcionar seguridad a la instalación como al personal encargado del mantenimiento de ella.

La exactitud de transformación de los transformadores de corriente, tanto a niveles de carga como de falla, hace depender el comportamiento de los relevadores de protección, lo que a su vez determina los niveles de confiabilidad que proporcionan las protecciones a los sistemas de potencia.

Una precaución que debe tenerse siempre presente para efectos de seguridad, es que nunca se debe interrumpir el secundario de los transformadores de corriente en condiciones de servicio, ya que esto produciría que la corriente primaria se convirtiera en excitación y apareciera un voltaje elevado en el secundario, lo que resultaría peligroso para el personal de operación y para el aislamiento del transformador mismo.

Los transformadores de potencial pueden ser utilizados como transformadores convencionales, para suministrar potencia, permitiéndose colocar cargas mayores que los volt-amperios nominales en el secundario; pero, para efectos de protección y medición debe respetarse tanto el burden como los límites de temperatura (carga térmica nominal) para no afectar la exactitud y la vida del equipo.

El mantenimiento de los equipos de protección es indispensable para garantizar la operación confiable y correcta de dicho equipo y de todos los elementos asociados a él. Las normas de servicio varían tan ampliamente como los esquemas de protección mismos, pero como mínimo deben cumplirse con algunos principios tales como las pruebas de fábrica, de instalación y de mantenimiento; siendo necesario, para ello el poseer un banco de pruebas especializado proveído de aparatos para la medición precisa del tiempo y de las magnitudes eléctricas, para comprobar las características de diseño de los relevadores.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Campos Miranda, Osbaldo Adolfo y Galdámez García, Jorge Alberto.
"Generador de Impulsos de Alto Voltaje. Aplicaciones Industriales y Manual de Operaciones". Tesis para optar al grado de ingeniero electricista. Universidad de El Salvador. UES, 1991.
2. Juarez Flores José Samuel y otros.
"Manual de Pruebas de Relevadores de Protección de Máquinas Síncronas Turbogeneradoras". Tesis para optar al título de ingeniero electricista. Universidad Politécnica de El Salvador. UPES, 1990.
3. Mason C. Rusell.
El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores. Traducido por: Amor Parera Bahí. Segunda Edición. México: Editorial Continental, S.A., 1971.
4. Ravindranath B. y Chander M..
Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores. Traducido por: Rafael García García. Primera Edición. México: Editorial Limusa, 1980.

CAPITULO

V

EL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION DE PROTECCION PARA GENERADORES DE ALTA TENSION.

Introducción.

El Relevador Digital Multifunción es una unidad sofisticada, útil en una amplia gama de aplicaciones. Estos dispositivos son diseñados para una fácil instalación y configuración.

Este es un relevador multifunción de protección, ya sea para generadores, para interconexión o para transmisión. (Relé Multifunción PRIDE M-0420). Protege un generador o su interconexión en paralelo contra disturbios o variaciones de voltaje, frecuencia, sobrecorriente y potencia direccional. Además protege una alimentación de distribución también contra disturbios o variaciones de voltaje, frecuencia y sobrecorriente.

5.1.0.0 Descripción del Relevador Digital Multifunción.

El relevador multifunción M-0420 es una unidad basada en microprocesador que utiliza la tecnología del Procesamiento de Señales Digitales, que es un proceso de muestreo de formas de onda y señales digitales para medir exactamente los parámetros del sistema, para proveer un juego completo de funciones relevadoras de protección en una sola unidad. El M-0420 es apropiado para muchas aplicaciones de protección diferentes, incluyendo protección del generador y también protección de interconexión de utilidad para generación remota.

Debido a que todas las funciones están incorporadas dentro de un solo paquete, se requiere mucho menos espacio y alambrado del panel del necesario, usando relevadores individuales. El operador puede ajustar y examinar todas las funciones por medio de un menú presentado en una Pantalla de Cristal Líquido (Liquid Crystal Display - LCD) de 2 líneas por 24 caracteres, o por medio del acceso permitido por la comunicación remota o a distancia, con el uso de una computadora personal IBM compatible y un paquete software de comunicación. Una vez que el operador programa un valor, el

nuevo valor es alojado en una memoria no-volatil, donde no se ve afectado por una pérdida de alimentación de energía u otros disturbios o variaciones del sistema.

Además de las funciones mencionadas anteriormente, este dispositivo provee otras adicionales, tales como la capacidad de medición de voltajes y corrientes de fase, neutro y secuencia; potencia real y reactiva; factor de potencia; y frecuencia.

5.1.1.0 Controles del panel frontal del relevador M-0420.

El relevador M-0420 ha sido diseñado para interactuar con él, ya sea programándolo o consultándolo, rápida y fácilmente. Una parte integral de este diseño es la disposición y función de los diferentes controles e indicadores del panel frontal, ilustrado en la Figura 5.1. Los controles han sido divididos en Controles e Indicadores de la Interfase del Usuario y Controles e Indicadores de Destino/Estado (Target/Status).

5.1.1.1 Controles e indicadores de la interfase del usuario.

Los controles e indicadores de la interfase del usuario consisten en: Pantalla de Cristal Líquido, Función de Selección y LED's indicadores de entrada de los puntos de referencia (setpoints), teclas de desplazamiento hacia la izquierda y hacia la derecha, teclas de salida y entrada, y la perilla del panel frontal. Estos controles son utilizados por el operador o usuario para desplazarse a través del software del sistema, y programar y consultar la unidad.

- Pantalla de cristal líquido (LCD). Para facilitar al operador a programar o consultar al relevador M-0420, la pantalla muestra un menú, el cual guía al operador hasta la función o valor del punto de referencia (setpoint) deseado. Este menú consta de dos líneas: La línea inferior lista las abreviaciones en minúscula de cada opción del menú, con la opción seleccionada en negrilla estando en MAYUSCULA. La línea superior proporciona una breve descripción de la opción del menú seleccionada.

Mientras la unidad no está en uso y no se ha disparado, la pantalla LCD permanece en blanco, hasta que se presiona la tecla ENTER, a cuyo tiempo el primer nivel del menú se muestra. Si la unidad ha disparado, la pantalla entra en un ciclo a través de una secuencia de pantallas resumiendo las condiciones de estado de disparo, hasta que la tecla ENTER sea presionada.

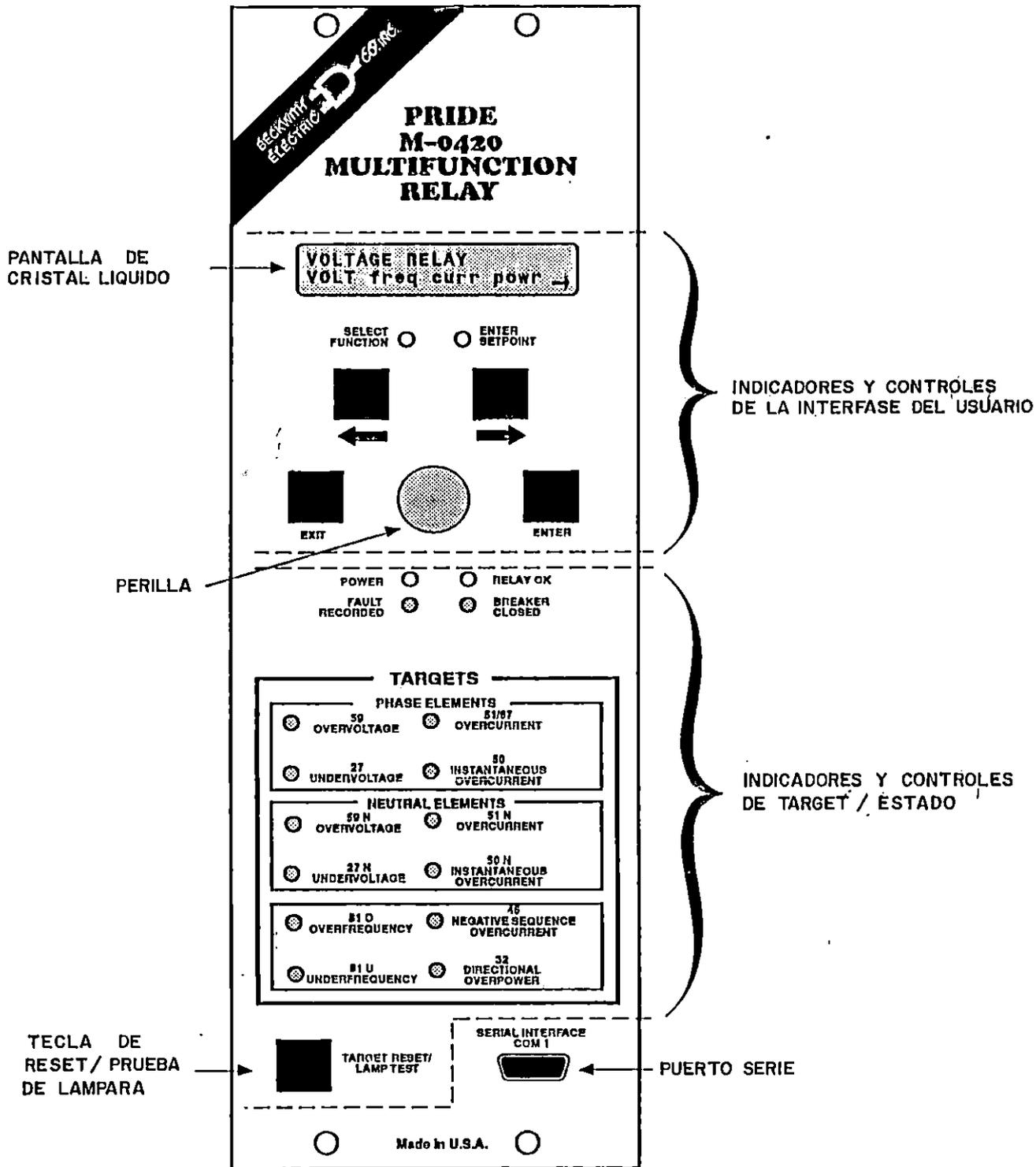


Figura 5.1. Panel frontal del Relevador Digital Multifunción PRIDE M-0420.

- LED de selección de función. El LED rojo de función de selección estará encendido cuando un menú se muestre en pantalla, sugiriendo al usuario escoger una opción del menú, usando cualquiera de las teclas de desplazamiento hacia la izquierda o hacia la derecha o, usando la perilla del panel frontal.
- LED de entrada del punto de referencia (SETPOINT). El LED rojo de entrada del punto de referencia se ilumina sugiriendo al usuario introducir un valor, tal como la magnitud del punto de referencia o el tiempo de retraso. Los valores son introducidos o cambiados usando las teclas de desplazamiento hacia la izquierda o hacia la derecha y, con la perilla del panel frontal para incrementar o disminuir el valor mostrado en pantalla.
- Teclas de desplazamiento a la izquierda y a la derecha. Estas teclas son utilizadas para escoger entre las opciones del menú presentadas en pantalla y, cuando se introducen valores, para seleccionar el dígito (moviendo el cursor) del punto de referencia mostrado que será incrementado o disminuido girando la perilla del panel frontal.
- Tecla de salida. La tecla de salida (EXIT) se utiliza para salir de una pantalla mostrada, al menú inmediato anterior.
- Perilla del panel frontal. La perilla del panel frontal se utiliza para incrementar (girándola en sentido horario) o disminuir (girándola en sentido antihorario) un valor mostrado en la pantalla LCD. (Este nuevo valor no es almacenado y, no afecta a los cálculos de la unidad, hasta que se presione la tecla ENTER). Para valores con un rango grande, las teclas de desplazamiento, pueden usarse para mover el cursor (y subrayar) a cualquier dígito. El incremento o disminución iniciará con el dígito subrayado. El dial puede ser usado también, sustituyendo las teclas de desplazamiento, para escoger entre las opciones del menú mostradas en pantalla.

5.1.1.2 Controles e indicadores de Destino/Estado (Target/Status).

Los controles e indicadores de Destino/Estado consisten de LED's de energización o encendido (Power) y verificación de relé (Relay OK), led's indicadores de grabado de falla

(Fault Recorder) y Disyuntor Cerrado (Breaker Closed), los doce led's de destino (Target Led's) y la Tecla de Restablecimiento de Destino/Prueba de Lámpara (Target Reset/Lamp Test).

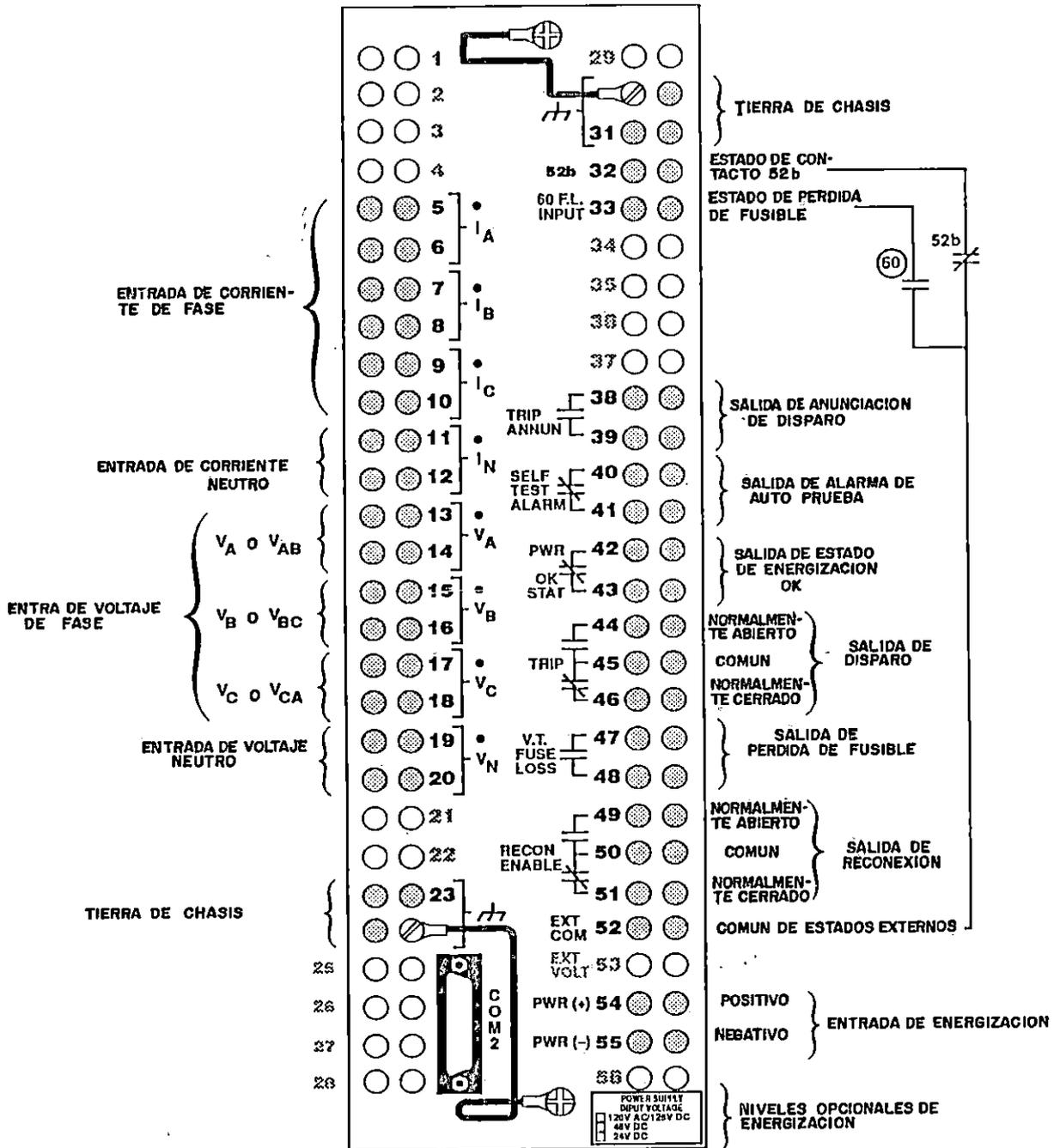
- LED indicador de energización o encendido (Power LED). El led indicador de energización, de color verde, permanecerá iluminado siempre que exista energía aplicada a la unidad.
- LED indicador de verificación de relé (Relay OK LED). El led indicador de verificación está bajo el control del microprocesador del M-0420. Cuando la unidad está funcionando correctamente, este led indicador centelleará.
- LED indicador de grabado de falla (Fault Recorded LED). El led rojo de grabado de falla se iluminará para indicar que un dato de falla ha sido grabado en la memoria de la unidad. El grabador de falla puede ser activado y desactivado bajo la opción del menú Grabador de Falla (Fault Recorder).
- LED indicador de disyuntor cerrado (Breaker Closed LED). El led rojo indicador de disyuntor cerrado se iluminará cuando la entrada del estado del breaker (52b), este abierta. Ver Figura 5.2, donde se observa el panel trasero del relevador M-0420.

5.1.1.3 Indicadores de Destino y teclas de Restablecimiento de Destino/Prueba de Lámpara (Target Reset/Lamp Test).

Normalmente, los doce led's rojos de destino no están iluminados. Si la unidad se dispara, el led o los led's correspondientes a la causa o causas de disparo se iluminarán y permanecerán encendidos hasta restablecerlo (reset). Presionando instantáneamente la tecla Target Reset/Lamp Test, se iluminarán momentáneamente todos los led's (proporcionando un medio para probarlos) y restablecer la condición de disparo. La información detallada de la causa de los últimos cinco disparos es retenida en la memoria de la unidad, y esta puede ser accesada a través de la pantalla LCD por medio del menú Inspección de la Historia de Disparo (View Trip History Target Menu).

Manteniendo presionada la tecla Target Reset/Lamp Test, nos mostrará el estado actual del sistema.

CONEXIONES EXTERNAS



5.1.1.4 Interfases serie COM1 Y COM2 (Serial Interfaces COM1 and COM2).

El puerto para la interfase serie COM1 es un puerto estandar de comunicación RS-232C de 9 pines. Este puerto será usado, normalmente, para programación (setting) e consulta local del M-0420 por medio de una computadora portatil o personal, IBM compatibles. Un puerto adicional, el COM2, está disponible en el panel trasero del M-0420 (Figura 5.2). Este puerto de 25 pines será usado, normalmente, para programar e interrogar a distancia el M-0420, por medio de un modem y un protocolo de comunicación compatible.

5.2.0.0 Operación del Relevador Digital Multifunción.

Este relevador es una unidad sofisticada, como ya lo mencionamos, que ejecuta un número de funciones complejas, pero se ha tenido el cuidado de hacerlo de fácil acceso y uso. En este apartado daremos la información general de la ruta seguida por el software y el uso de los controles del panel frontal para maniobrar a través de los menús, además conoceremos como efectuar la introducción de valores para la correcta programación y comunicación con la unidad, así como también la forma como podemos consultar a las diferentes funciones de la unidad que tienen la posibilidad de interactuar directamente con el usuario. La Figura 5.3 ilustra el flujograma de la ruta seguida por el software, tal como es mostrado en pantalla.

5.2.1.0 Flujo del software.

5.2.1.1 Autoprueba de encendido y pantallas de estado.

Cada vez que la unidad, el M-0420, es encendida, esta desarrolla un número de rutinas de autoprueba para garantizar su correcta operación. Durante las autopruebas, la pantalla LCD muestra una "x" minúscula por cada prueba que se ejecuta exitosamente. Si todas las pruebas son ejecutadas exitosamente, la pantalla mostrará momentáneamente la palabra PASS y luego una serie de pantallas de estado de la unidad, que describen brevemente la identificación de la misma. Estas pantallas de estado incluyen el número de la versión del software, el número de serie de la unidad, la fecha y hora como han sido programadas en el sistema de reloj, y además el derecho de propiedad de la compañía Beckwith Electric. La Figura 5.4 ilustra esta secuencia de pantallas.

De fallar alguna de las pruebas, la pantalla desplegará un código de error y la unidad no permitirá proceder con la operación. En el Anexo F, se proporciona un listado de los códigos de error y sus descripciones. En tal caso, será necesario proceder a realizar rutinas de prueba inmediata, primeramente visual, y luego valiéndose de los instrumentos

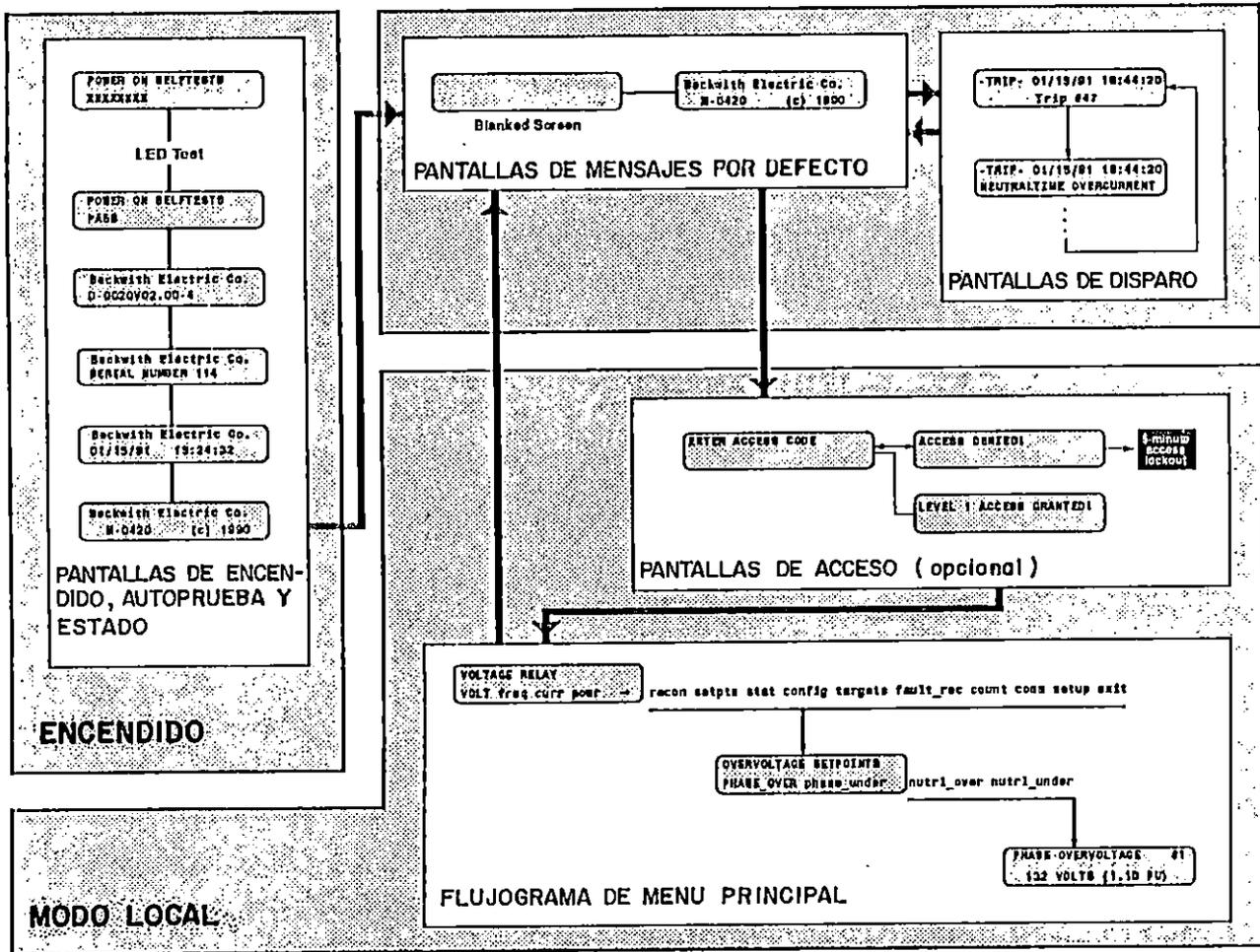


Figura 5.3. Flujoograma del software del Relevador Digital Multifunción PRIDE M-0420.

y aparatos necesarios para poder localizar la causa de la falla indicada por el código de error. De no ser posible la localización y corrección de la falla causante del entrapamiento de la unidad, será necesario contactar con el fabricante para poder determinar si puede recuperarse la unidad mediante el reemplazo de alguno o algunos de sus componentes o es necesario el reemplazo total de la unidad.

5.2.1.2 Pantallas de mensajes por defecto.

Normalmente, cuando el M-0420 es energizado y desatendido, la pantalla LCD se blanquea para incrementar la vida útil de la misma. Ocurre este mismo fenómeno, automáticamente, luego de haber transcurrido 5 minutos de operación desatendida, después de salir del menú principal y de la mayoría de las otras pantallas.

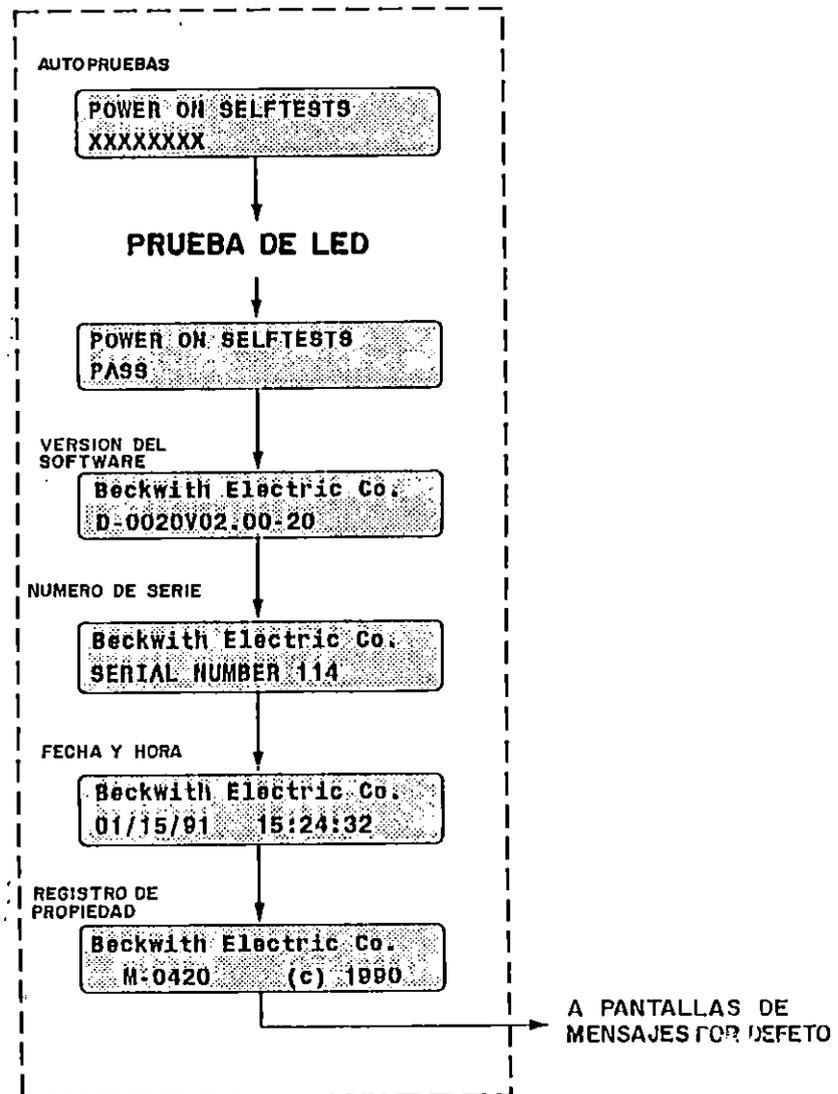


Figura 5.4. autopruebas de encendido y pantallas de estado.

Sin embargo, si la unidad ha disparado y no ha sido restablecida (RESET), la pantalla LCD desplegará la hora y la fecha del disparo y automáticamente circulará a través de las pantallas de estado correspondientes al disparo. Esta secuencia se ilustra en la Figura 5.5.

En ambos casos, presionando la tecla ENTER, iniciará la operación de modo local (LOCAL MODE), mostrando la pantalla de entrada del código de acceso 0, si no ha sido definido ningún código de acceso, mostrará la pantalla del menú de primer nivel.

Mientras la unidad permanezca en el modo local (LOCAL MODE), la comunicación a través de los puertos de comunicación, tanto del panel frontal con del panel trasero, queda suspendida. Para reanudar la comunicación y garantizar la seguridad, siempre debe salirse (EXIT) del menú principal después de configurar o consultar el M-0420 desde el panel frontal.

5.2.1.3 Pantallas de acceso.

Para prevenir el acceso no autorizado a las funciones del M-0420, el software esta provisto de una función especial para la asignación de códigos de acceso. Si un código de acceso ha sido asignado, la pantalla de entrada de código de acceso, ilustrada en la Figura 5.6, se mostrará luego que la tecla ENTER ha sido presionada desde la pantalla del Mensaje por Defecto (ver Apartado 5.2.1.2). El M-0420 es enviado por el fabricante con la función del código de acceso deshabilitada.

Si se introduce un código de acceso válido, la unidad le hará saber al usuario que el acceso ha sido concedido. Sin embargo, en la tercera entrada de un código inválido, la unidad cerrará el acceso a través del panel frontal por 5 minutos y disparará la alarma de salida.

5.2.1.4 Flujo del menú.

Si el acceso es permitido por la unidad, ésta presentará en pantalla el menú de primer nivel. Este menú en forma de espiral, en ambas direcciones, derecha e izquierda, provee o permite el acceso a los menús de segundo nivel, los cuales a la vez permiten el acceso a las funciones de protección y otras, del relevador M-0420. La Figura 5.7 ilustra la relación entre el nivel del menú y el uso de los controles del panel frontal para desplazarse entre ellos. A continuación se presenta información al respecto con mayor detalle.

Figura 5.5. Pantallas de mensajes por defecto.

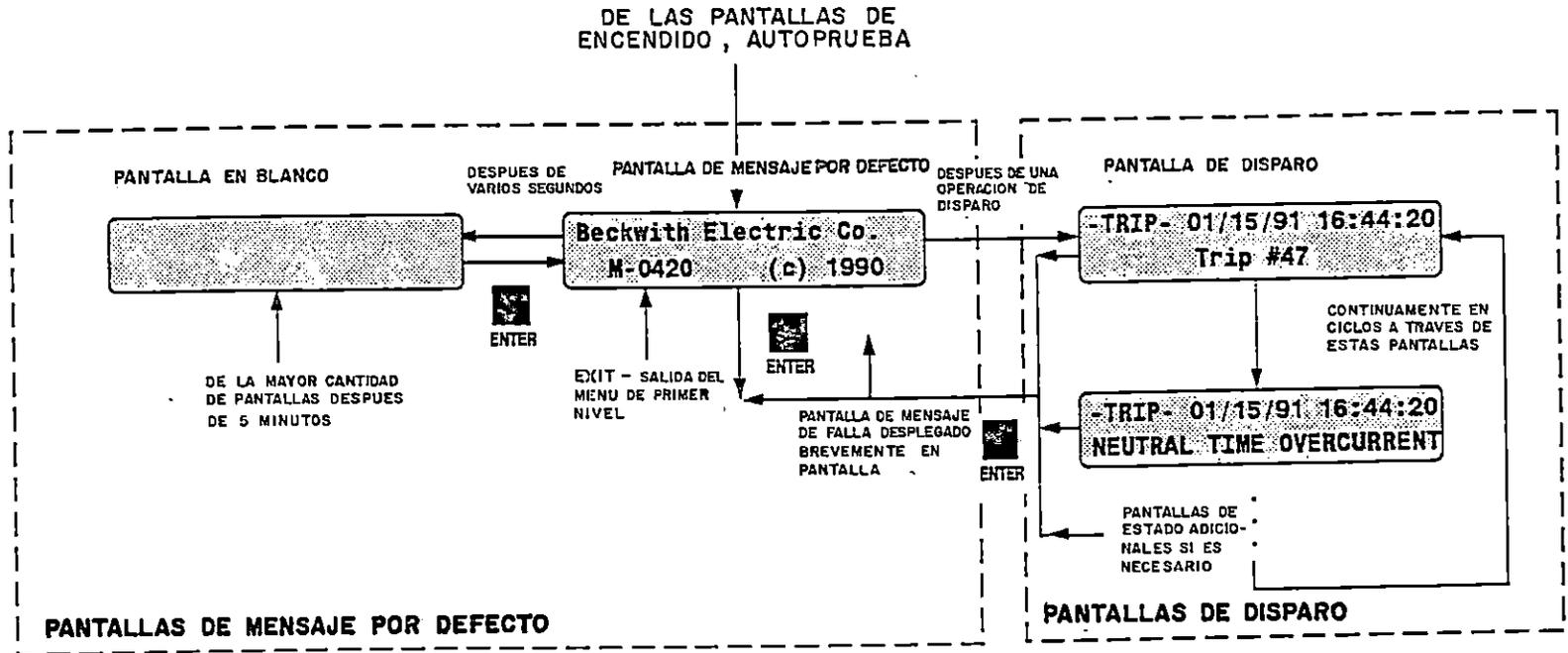


Figura 5.6. Pantallas de acceso del Relevador Digital Multifunción PRIDE M-0420.

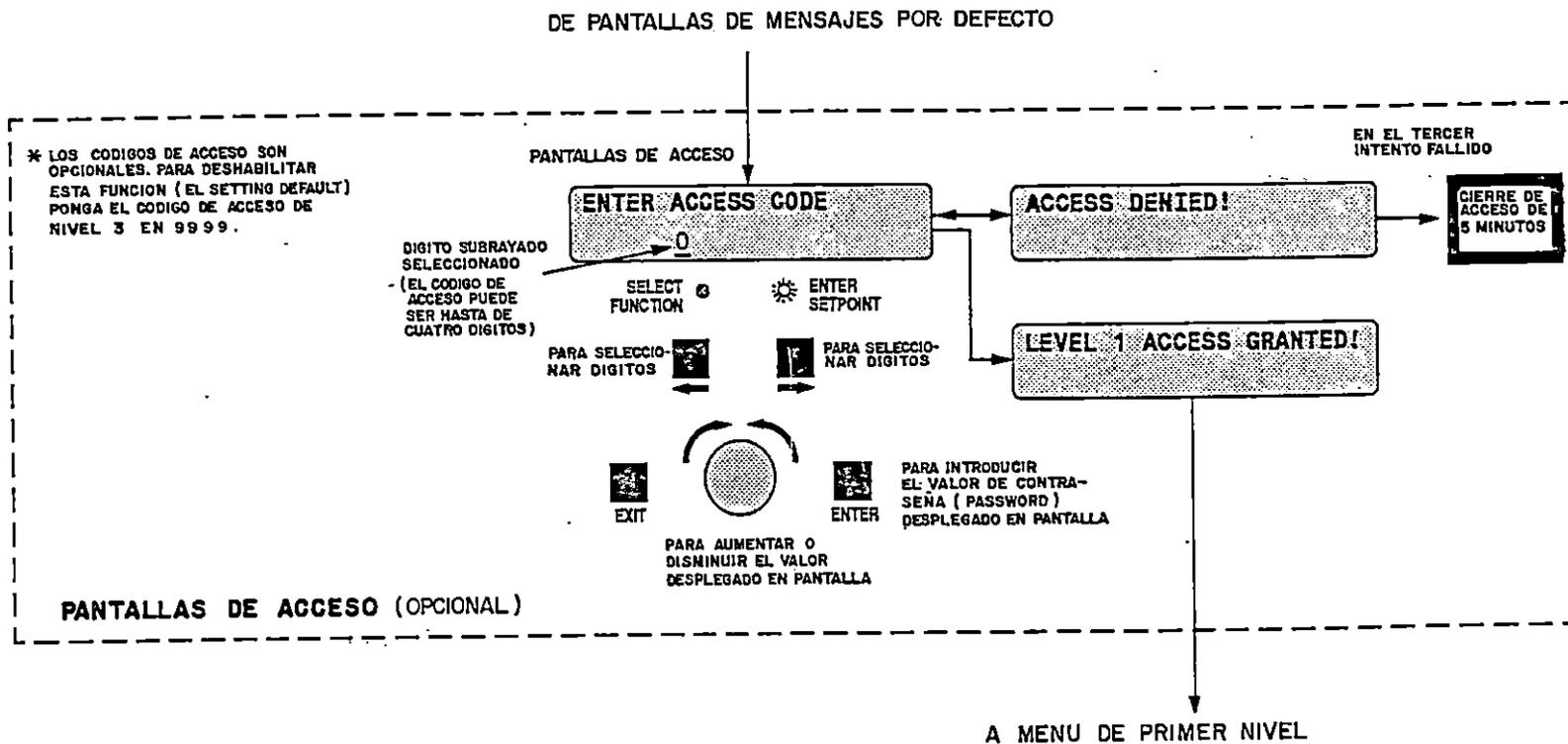
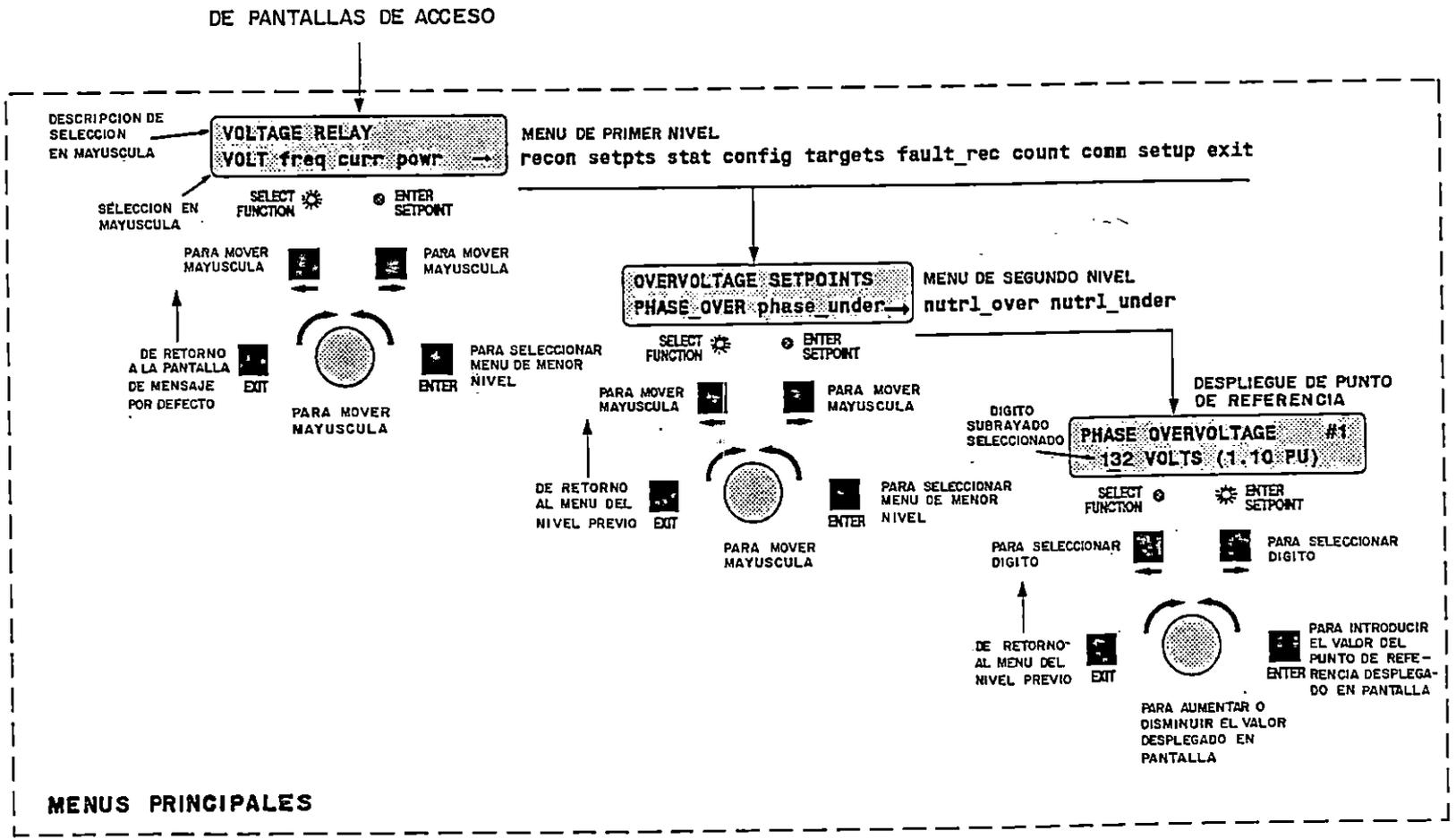


Figura 5.7. Operación del panel frontal del Relevador Digital Multifunción PRIDE M-0420.



5.2.2.0 Desplazamiento entre menús.

Como se muestra en la Figura 5.7, la pantalla LCD presenta cada menú en dos líneas. En la línea inferior aparecen abreviaciones en letra minúscula en cada opción de menú, y con la opción actual del menú resaltada (o en negrilla), mostrándose esta en letras mayúsculas. Una descripción breve de la opción de menú en negrilla se muestra en la línea de la parte superior de la pantalla. Las teclas de desplazamiento hacia la izquierda y hacia la derecha, se utilizan para resaltar la opción del menú deseada. Si existen más selecciones en un menú dado, entonces, éstas, pueden ser mostradas también, usando las teclas de desplazamiento, cuando en los extremos de la pantalla LCD se indique por medio de una(s) flecha(s), significando esto que la pantalla permitirá el movimiento dentro del menú en esa específica dirección. El led indicador de Selección de Función (SELECT FUNCTION LED) se iluminará indicando que debe hacerse una selección de menú.

Una vez que se resalta (en negrilla) una opción del menú, se escoge presionando la tecla de entrada (ENTER). Dependiendo de la opción del menú seleccionada, la pantalla LCD mostrará, ya sea, un menú de segundo nivel (con el led de selección iluminado), un valor a ser inspeccionado o cambiado, o una selección a ser hecha, tal como habilitar o deshabilitar. (Si se permite el cambio de un determinado valor o se puede hacer alguna selección, el led de entrada del punto de referencia (ENTER SETPOINT LED), se iluminará.

5.2.3.0 Introducción de valores.

Cuando se quiera programar los puntos de referencia de las diferentes funciones del relevador, deben introducirse valores numéricos, al igual que para ciertos datos de configuración y para los códigos de acceso. Cuando un valor deba ser introducido, como sugerencia, la unidad iluminará el led de entrada de punto de referencia.

Utilizando la perilla del panel frontal puede introducirse o cambiarse un valor para una función determinada, incrementando o disminuyendo el valor mostrado en pantalla. Girando la perilla en sentido horario se incrementará dicho valor y, se disminuirá éste girando la perilla en sentido antihorario.

La perilla del panel frontal posee su giro en forma gradual o en peldaños. Estos son solamente para proveer una realimentación táctil para el usuario. Pasando un peldaño no necesariamente significa que el valor mostrado en pantalla será incrementado o disminuido en uno. Además, girando la

perilla muy rápidamente puede resultar en un cambio no previsto en el valor mostrado en pantalla.

Tal como se observa en la Figura 5.7, se mostrará el cursor subrayando el dígito menos significativo del valor a ser cambiado o introducido. Cuando el valor a ser modificado tiene un amplio rango, pueden utilizarse las teclas de desplazamiento izquierda y derecha para mover el cursor a cualquier dígito mostrado en pantalla. Girando la perilla del panel frontal incrementará o disminuirá el valor, iniciando con el dígito subrayado por el cursor.

Una vez el valor ha sido determinado, se deberá presionar la tecla de entrada (ENTER) para almacenar el nuevo valor dentro de la memoria de la unidad. Este se convertirá en el punto de referencia (setpoint) activo tan pronto como sea presionada la tecla de entrada.

El relevador digital multifunción no permite el ingreso de valores (dígitos) fuera del rango de valores aplicable de las funciones. Será necesario, entonces, tener presente las especificaciones de una lista detallada de los rangos de los puntos de referencia (setpoints - Anexo E) y además tomar en consideración la programación inicial (setting) de cada una de las diferentes funciones del relevador.

5.2.4.0 Códigos de acceso.

El M-0420 sustenta tres niveles de códigos de acceso. Dependiendo del código de acceso que tengan, los usuarios tendrán que variar los niveles de acceso al M-0420.

Los niveles de acceso y una breve descripción de los mismos se presenta a continuación:

- ACCESO NIVEL 3 - Acceso a todas las funciones del relé.
- ACCESO NIVEL 2 - Acceso a lectura y cambio de los puntos de referencia (setpoints), estado del monitor, vistazo de la historia de disparos.
- ACCESO NIVEL 1 - Acceso a la lectura de los puntos de referencia, estado del monitor, vistazo de la historia de disparos.

Cada código de acceso es un número de cuatro dígitos, definido por el usuario. Si el código de acceso de nivel 3 es puesto en 9999, la función del código de acceso es deshabilitada y cuando esto se ejecuta, las pantallas de acceso son eludidas.

Los códigos de acceso son introducidos de la misma forma que cualquier otro valor, usando la perilla del panel frontal y las teclas de desplazamiento.

5.2.5.0 Habilitando y deshabilitando funciones del relevador M-0420.

Cada función en el relevador M-0420 puede ser habilitada o deshabilitada individualmente por medio de la opción del menú de configuración del relé (CONFIGURE RELAY). Para habilitar o deshabilitar una función, simplemente resalte (en negrilla) la opción ENABLE (habilitar) o DISABLE (deshabilitar) para la función apropiada en el menú de configuración del relé y luego presione ENTER. Una función deshabilitada no aparecerá en cualquier otro menú o pantalla.

Es de hacer notar que las funciones que poseen dos puntos de referencia, son enviadas por el fabricante con el punto de referencia 2 deshabilitado.

Es recomendable que las funciones que no están en uso sean deshabilitadas para maximizar la respuesta de la interfase del usuario.

5.3.0.0 Descripción de las funciones del Relevador Digital Multifunción.

En este apartado proporcionaremos una corta descripción para cada opción del menú principal en el software del M-0420. Además proporcionamos los flujogramas para los menús de configuración del relé. La Figura 5.8 resume el flujo del menú principal. Las funciones son presentadas en el mismo orden como aparecen en el menú principal.

- Relé de voltaje (VOLTAGE RELAY). Esta opción del menú proporciona acceso a las funciones de voltaje del M-0420, y en las Figuras 5.9 a la 5.12 se ilustra el flujograma del software.

- 59/59I SOBREVOLTAJE DE FASE - Figura 5.9 .
- 27 BAJO VOLTAJE DE FASE - Figura 5.10.
- 59N SOBREVOLTAJE NEUTRO - Figura 5.11.
- 27N BAJO VOLTAJE NEUTRO - Figura 5.12.

- Relé de frecuencia (FREQUENCY RELAY). Esta opción nos proporciona acceso a las funciones de frecuencia del M-0420, cuyo flujograma del menú se muestra en las figuras 5.13 y 5.14.

- 81O SOBREFRECUENCIA - Figura 5.13.
- 81U BAJA FRECUENCIA - Figura 5.14.

- Relé de corriente (CURRENT RELAY). Esta opción permite el acceso a las funciones de corriente del relevador M-0420. Las Figuras 5.15 a la 5.17 ilustran el curso del flujograma para estas funciones.
 - 51V/50 SOBRECORRIENTE DE FASE - Figura 5.15.
 - 51N/50N SOBRECORRIENTE NEUTRA - Figura 5.16.
 - 46 SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA. - Figura 5.17.

Quando se ingresa a esta función del relé, para cambiar algún punto de referencia asociado con cualquiera de estas funciones, antes enunciadas, esa función y las asociadas a ella son deshabilitadas automáticamente. Son rehabilitadas cuando se sale del menú.

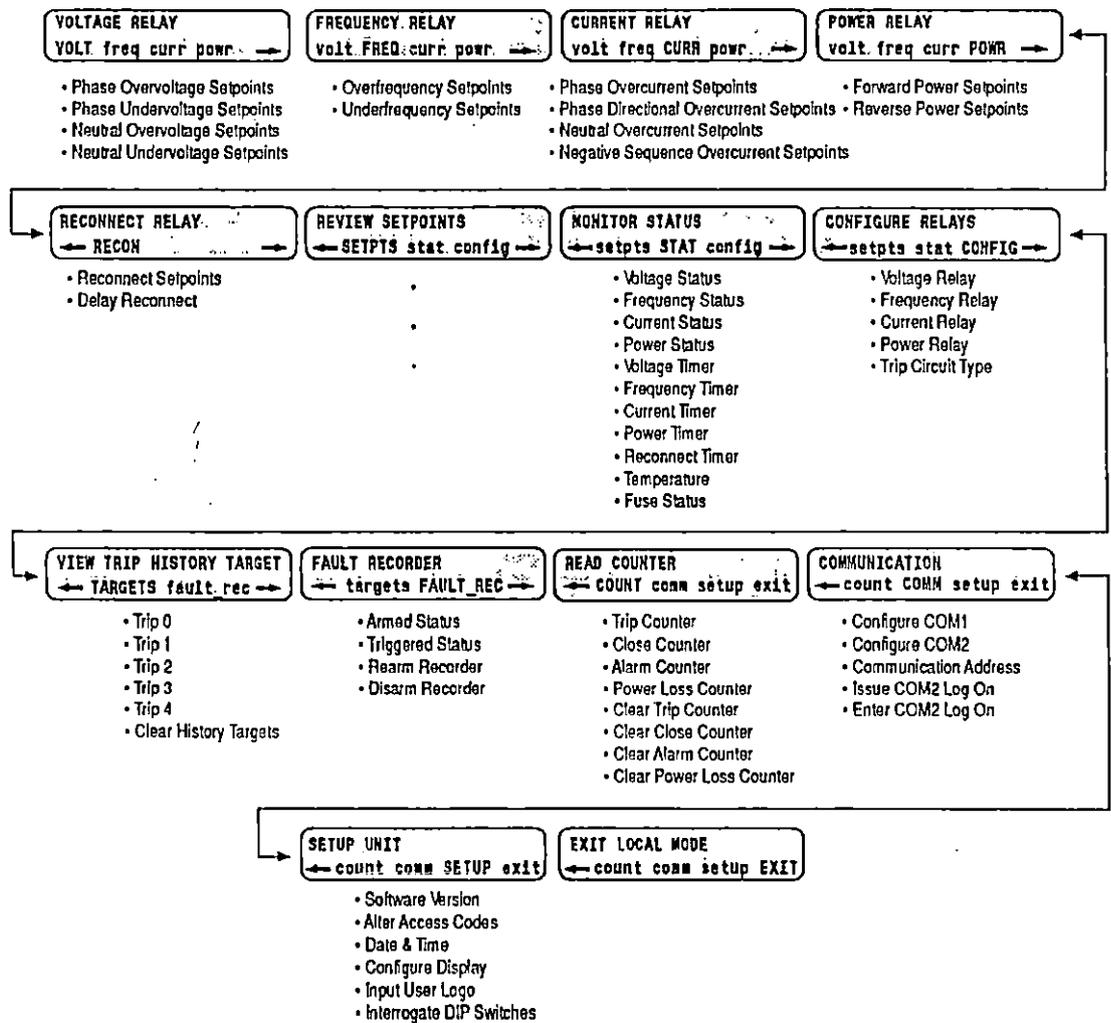


Figura 5.8. Flujograma del menú principal del M-0420.

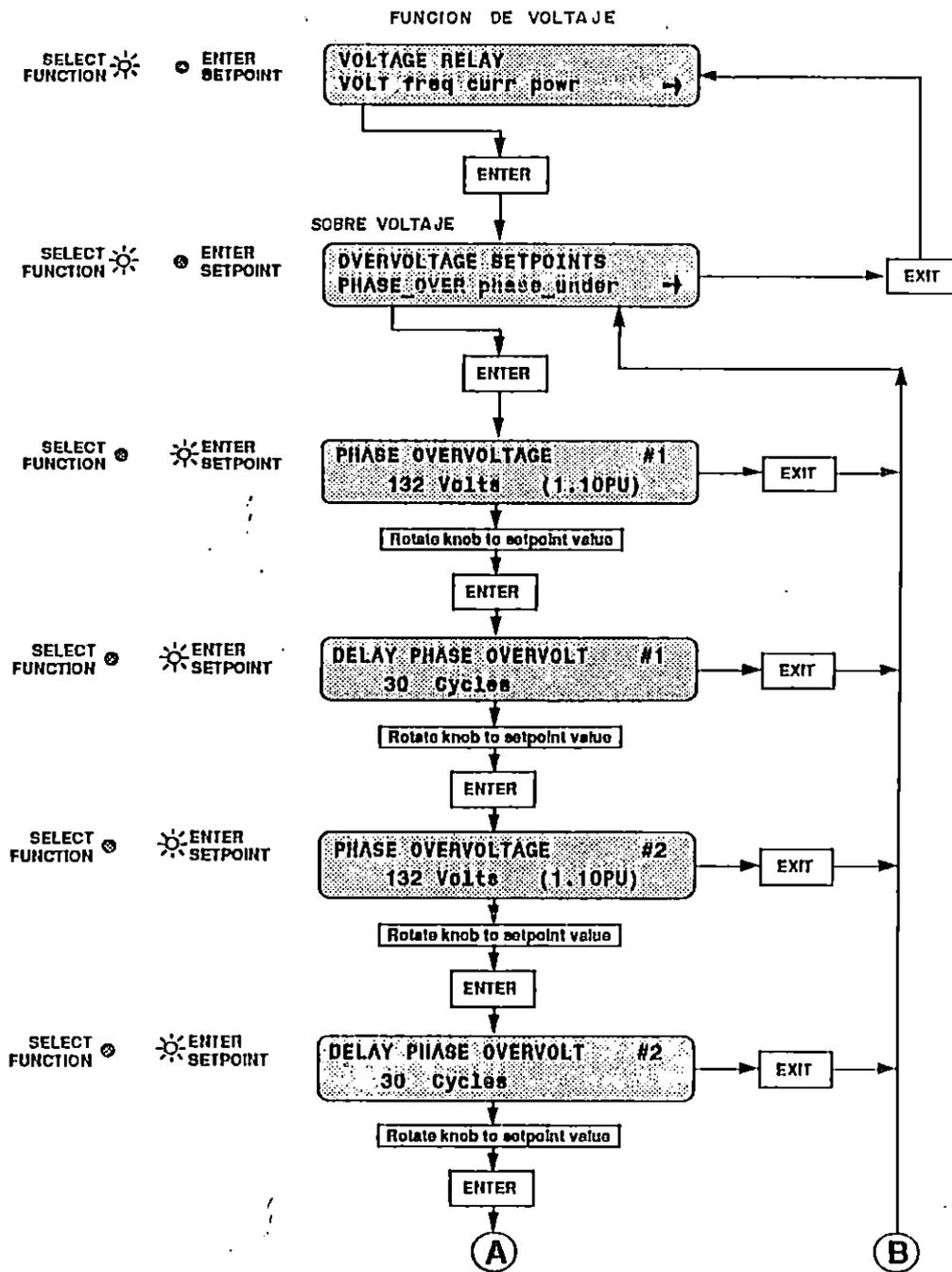


Figura 5.9. Flujograma de programación del relé de voltaje: Función sobrevoltaje de fase.

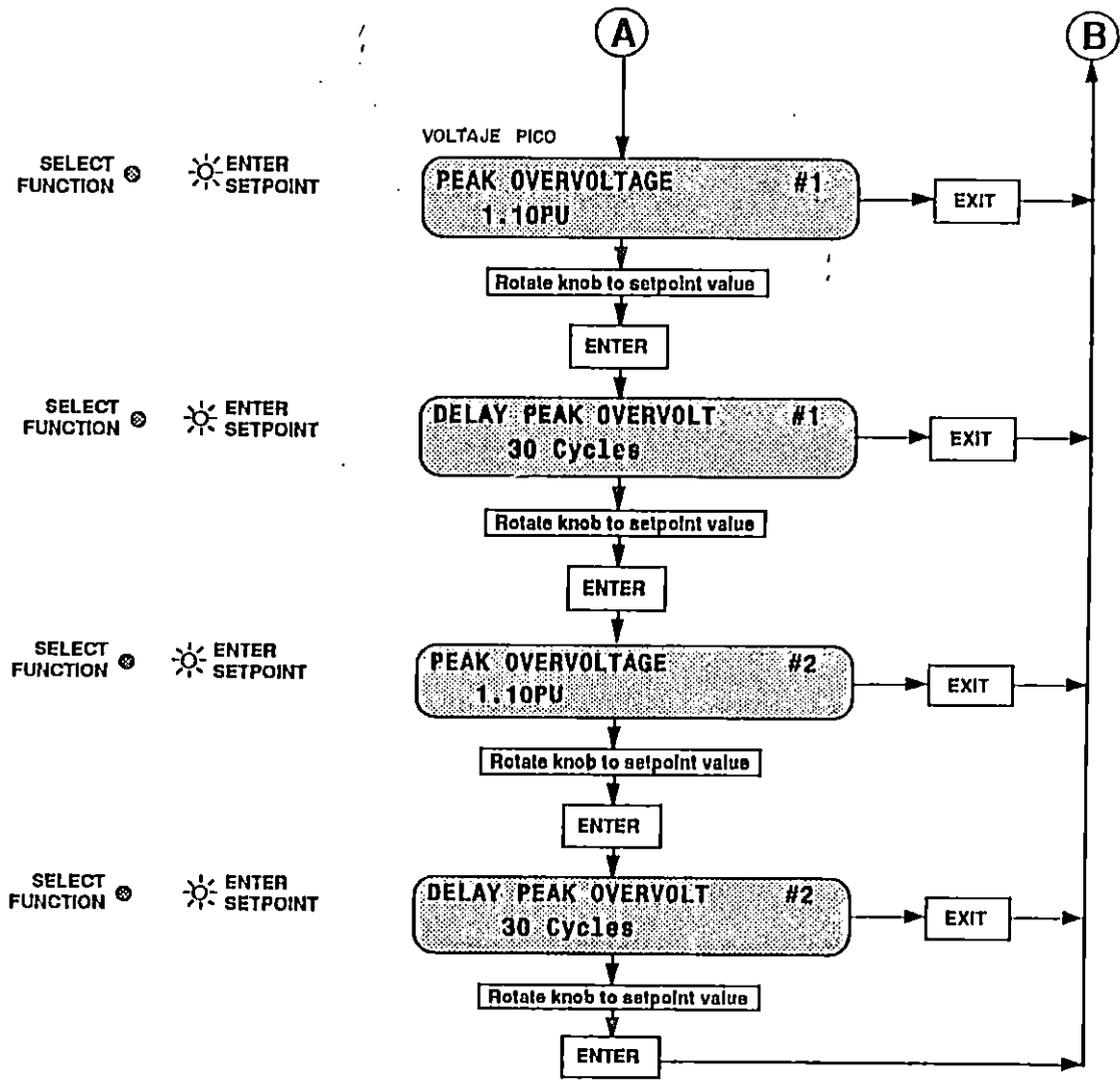


Figura 5.9. (continuación)

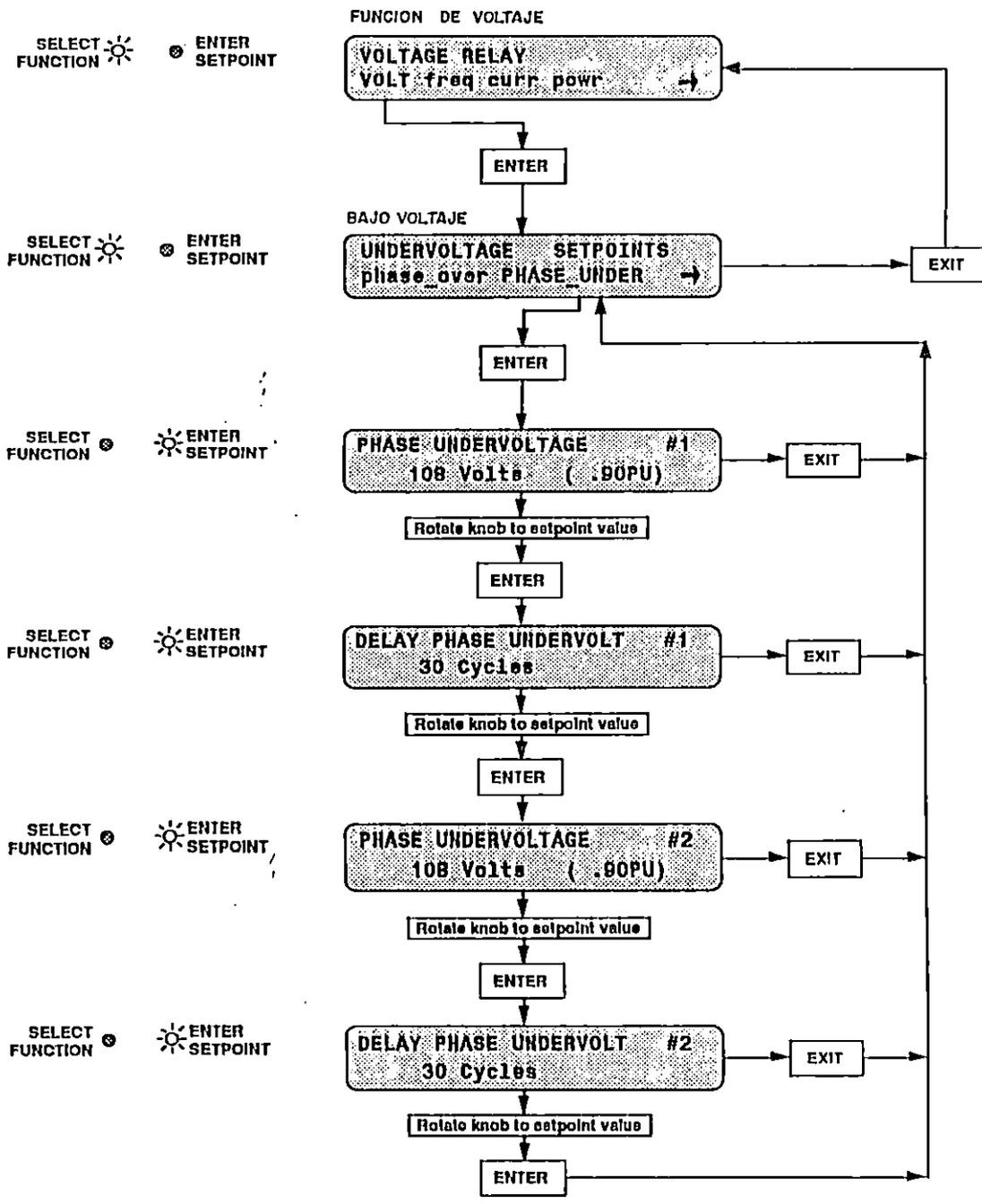


Figura 5.10. Flujograma de programación del relé de voltaje: Función bajo voltaje de fase.

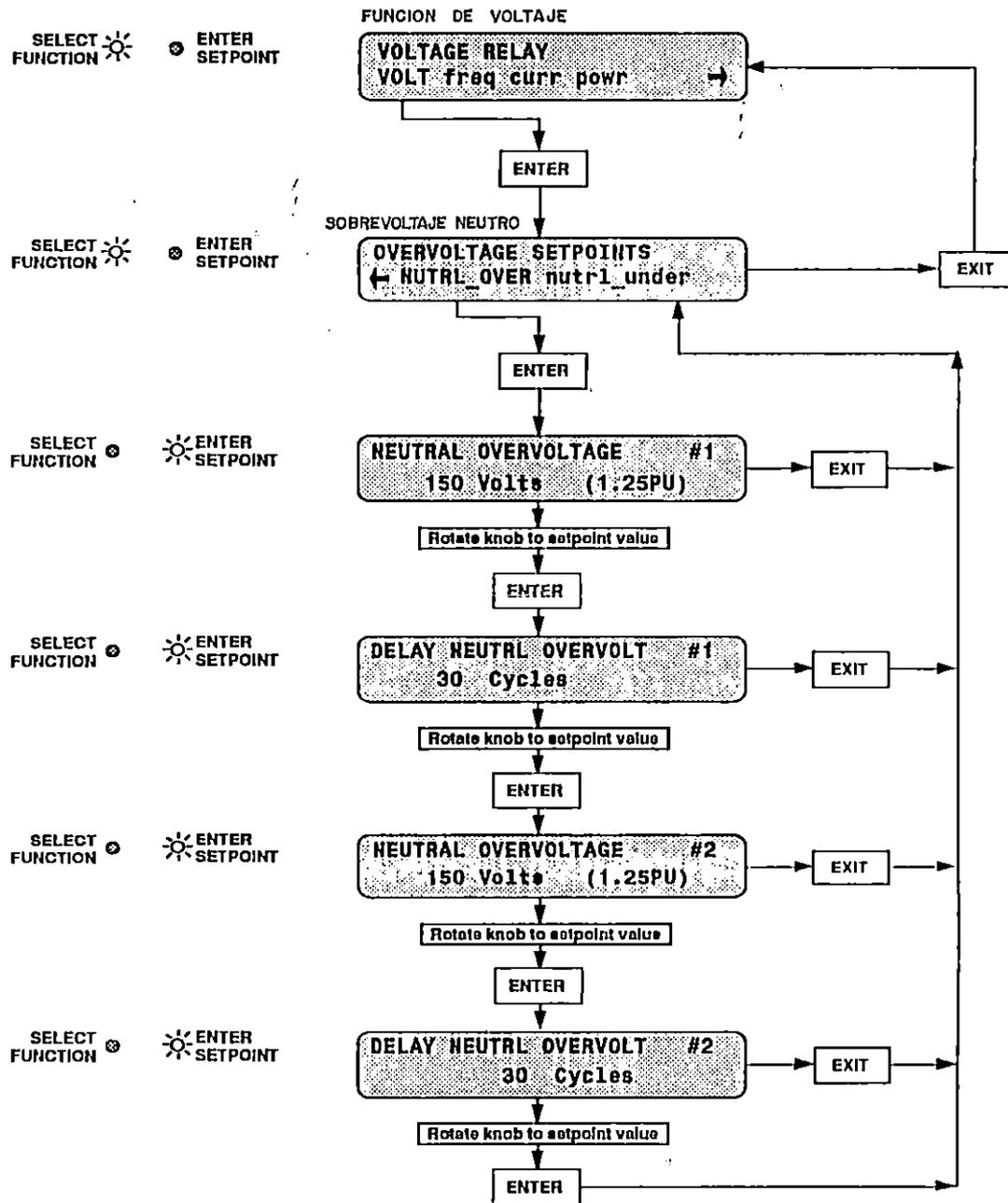


Figura 5.11. Flujograma de programación del relé de voltaje: Función sobrevoltaje neutro.

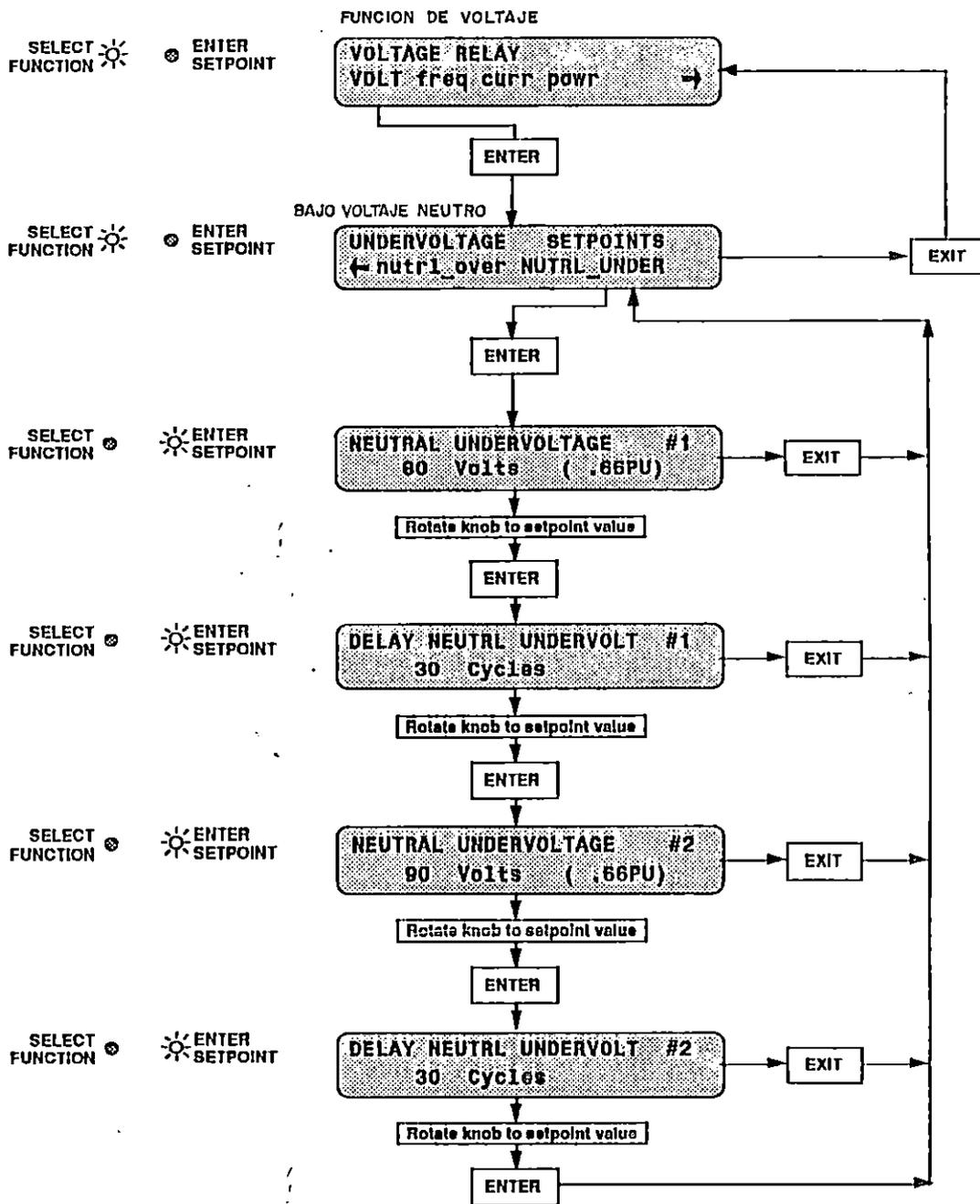


Figura 5.12. Flujograma de programación del relé de voltaje: Función bajo voltaje neutro.

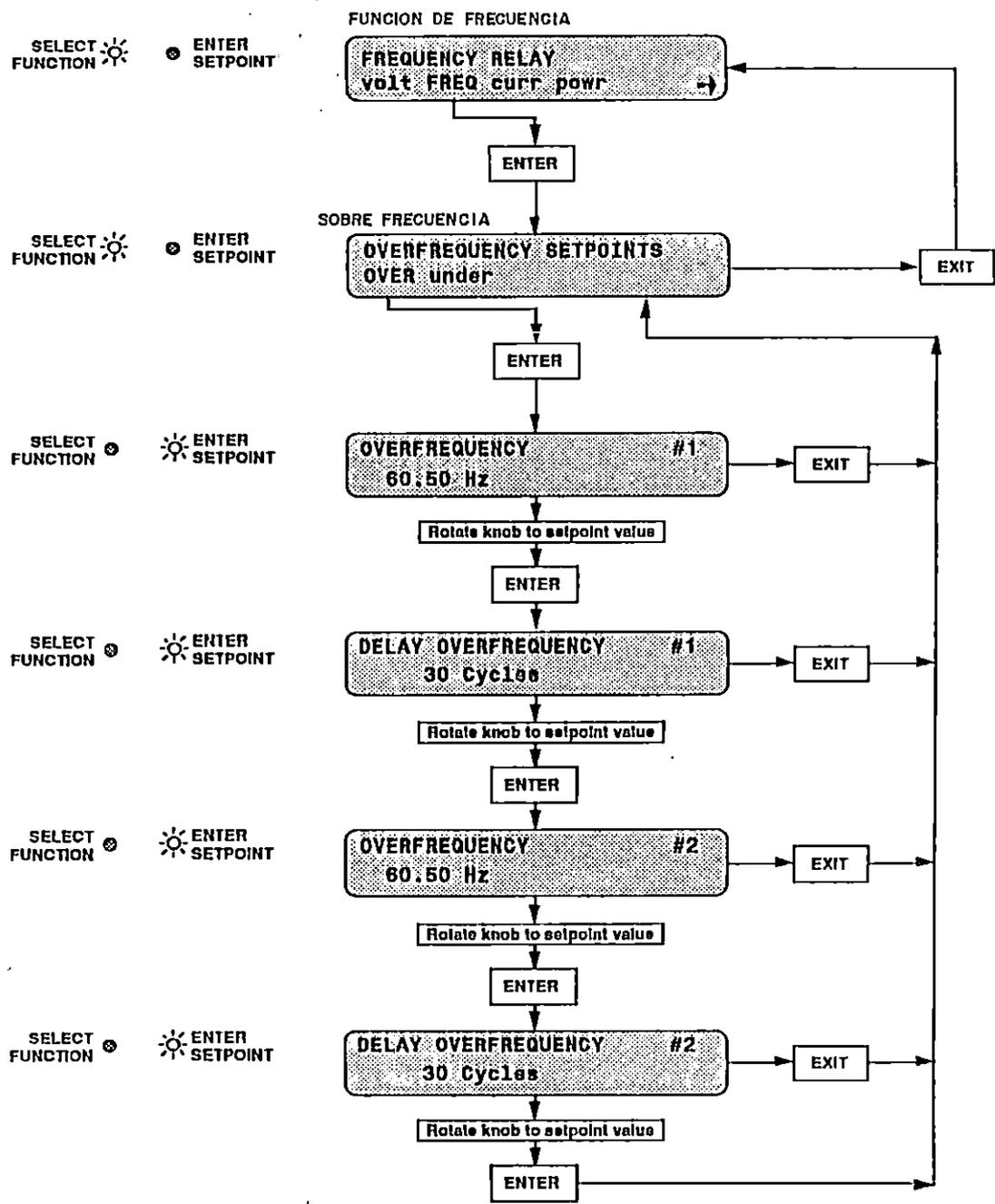


Figura 5.13. Flujo de programación del relé de frecuencia: Función sobrefrecuencia.

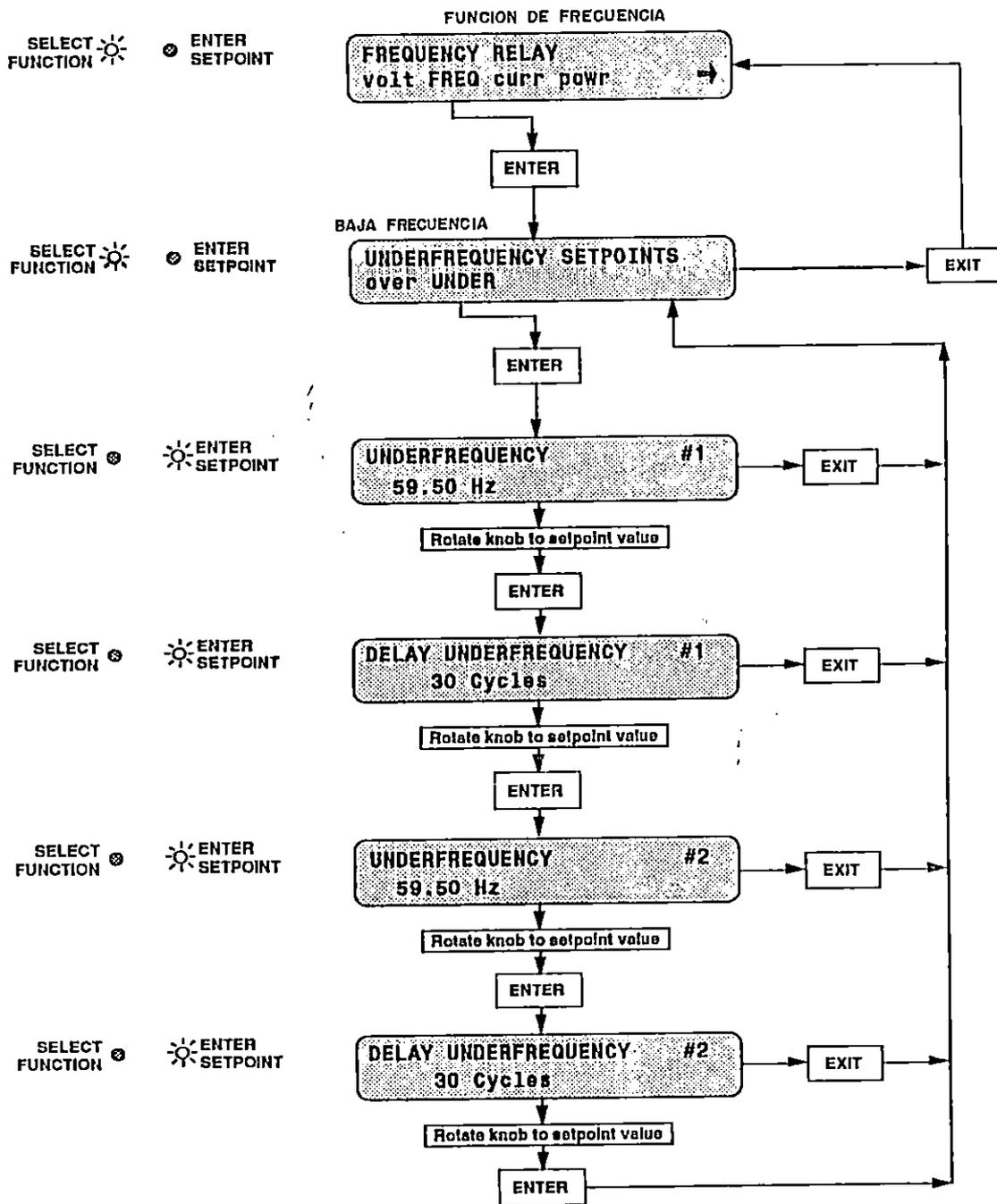


Figura 5.14. Flujograma de programación del relé de frecuencia: Función de baja frecuencia.

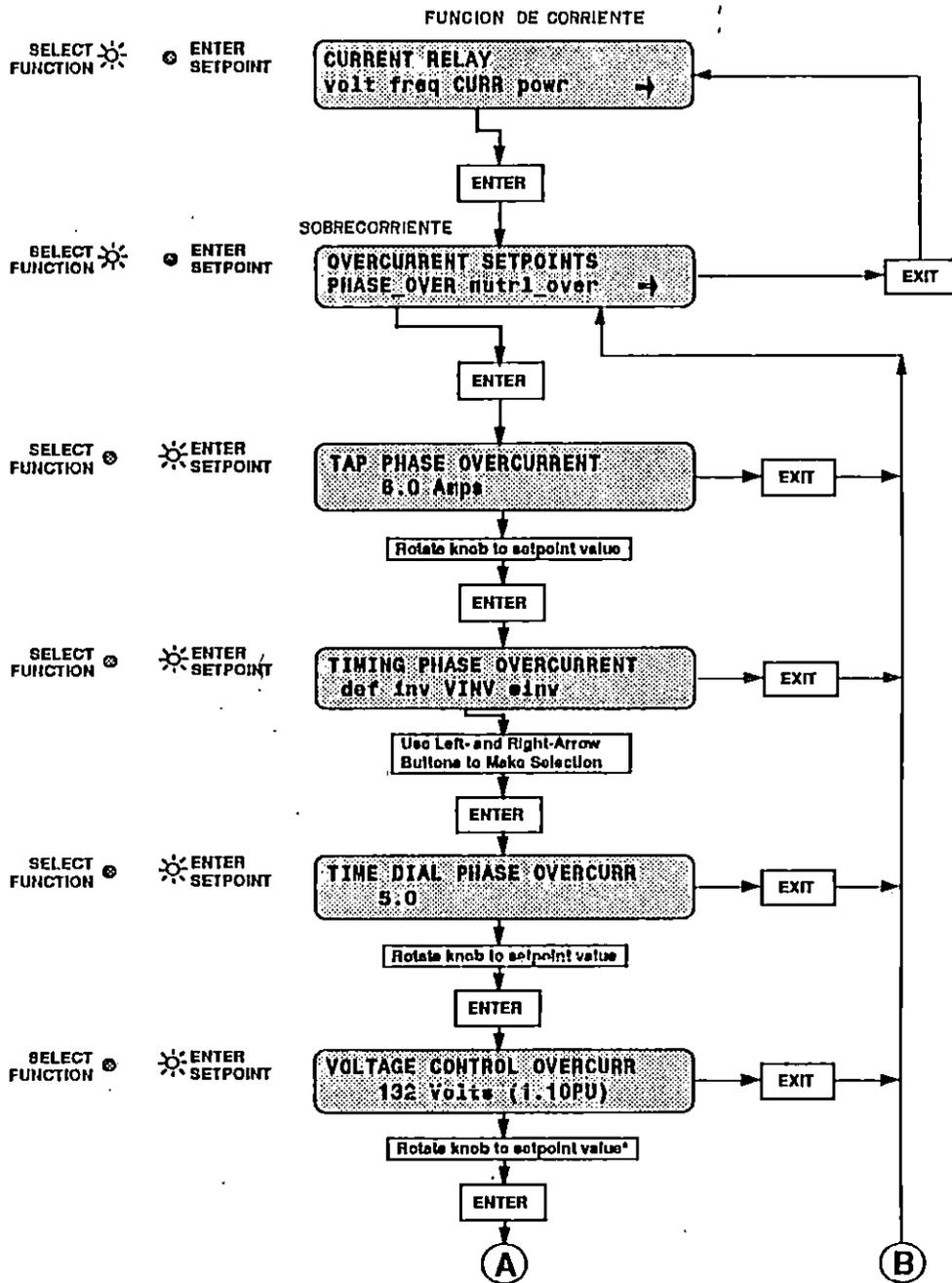


Figura 5.15. Flujograma de programación del relé de corriente: Función sobrecorriente de fase.

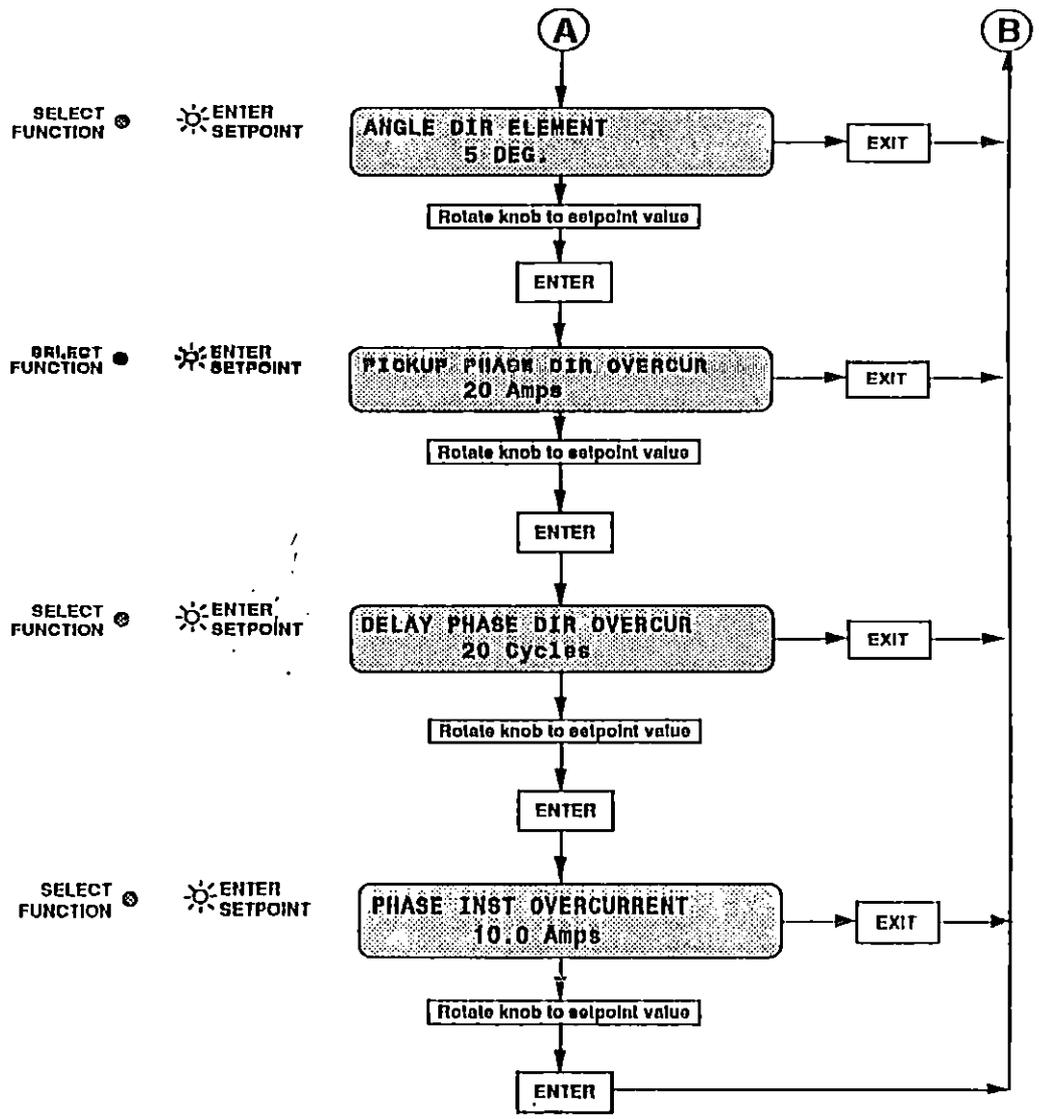


Figura 5.15. (continuación)

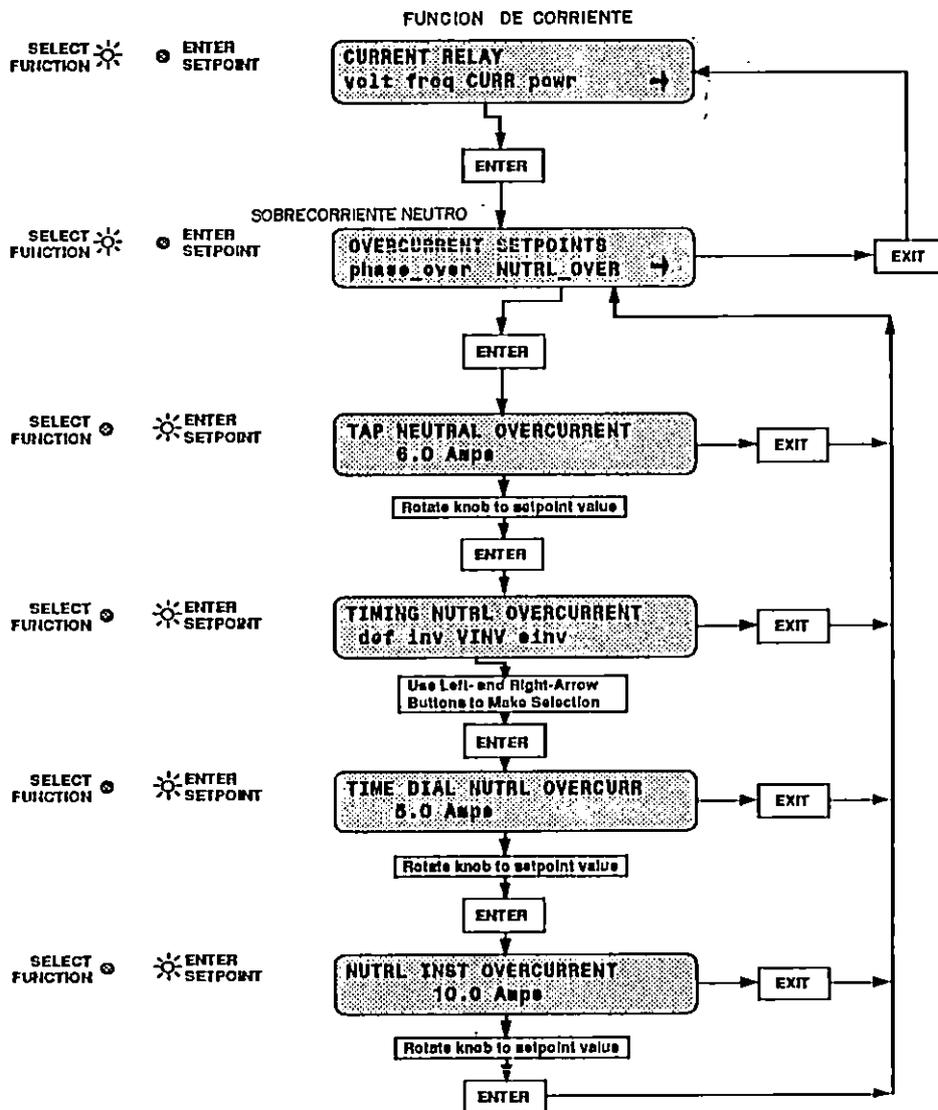


Figura 5.16. Flujograma de programación del relé de corriente: Función sobrecorriente neutra.

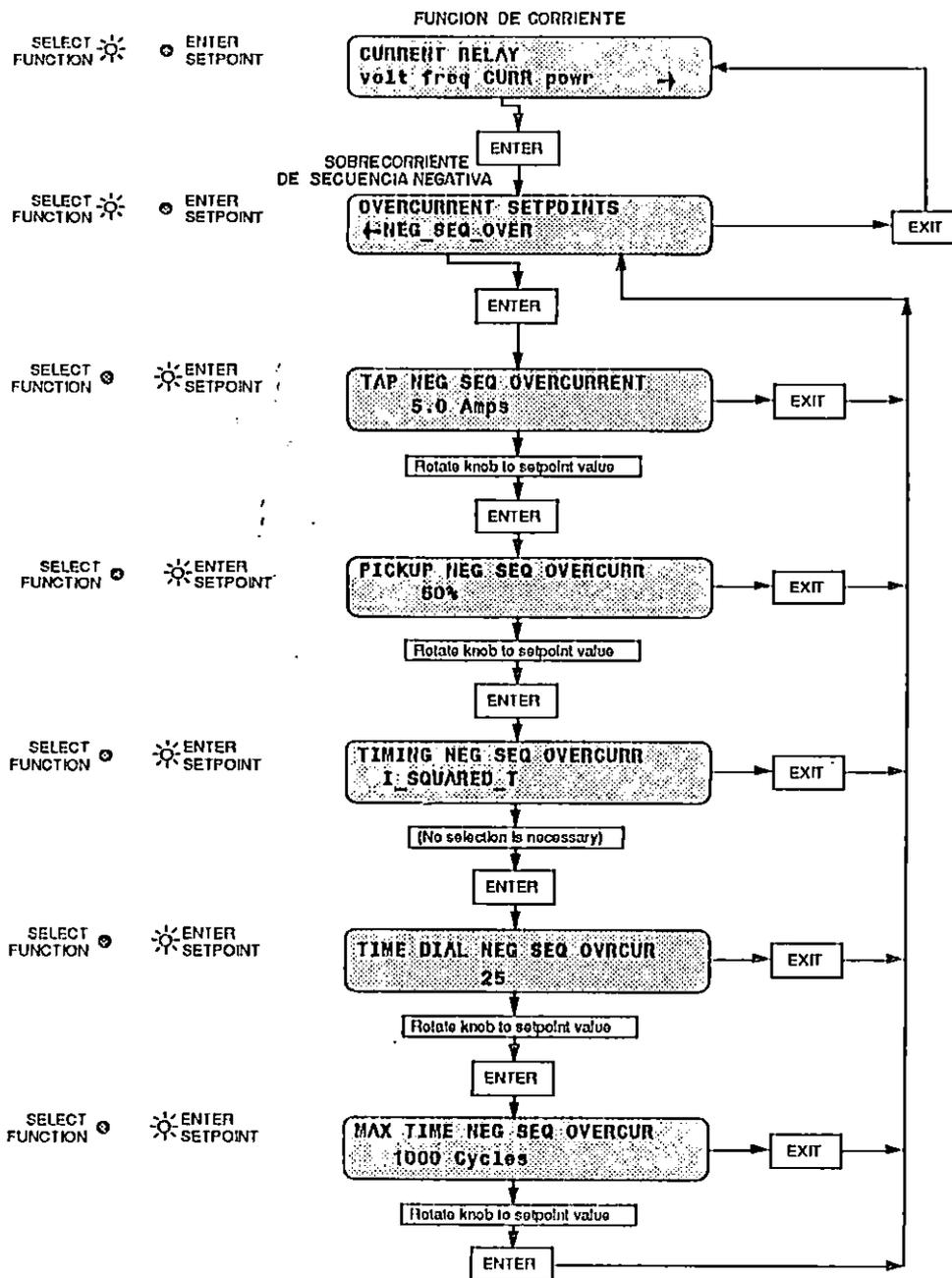


Figura 5.17. Flujograma de programación del relé de corriente: Función sobrecorriente de secuencia negativa.

- Relé de potencia (POWER RELAY). Esta función nos proporciona acceso a las funciones de potencia del relevador M-0420. Los flujogramas presentados en las Figuras 5.18 y 5.19 nos muestra la forma de programación de esta función de protección. Las funciones de protección del relevador en la función de potencia son:
 - 32 SOBREPOTENCIA HACIA ADELANTE - Figura 5.18.
 - 32 SOBREPOTENCIA INVERSA - Figura 5.19.

- Relé de reconexión (RECONNECT RELAY). Esta opción del menú nos permite el acceso a la función de reconexión del relevador M-0420 cuyo flujograma de programación se presenta en la Figura 5.20. La especificación para esta función de protección, según el código internacionalmente aceptado, es:
 - 79 RELE DE RECONEXION - Figura 5.20.

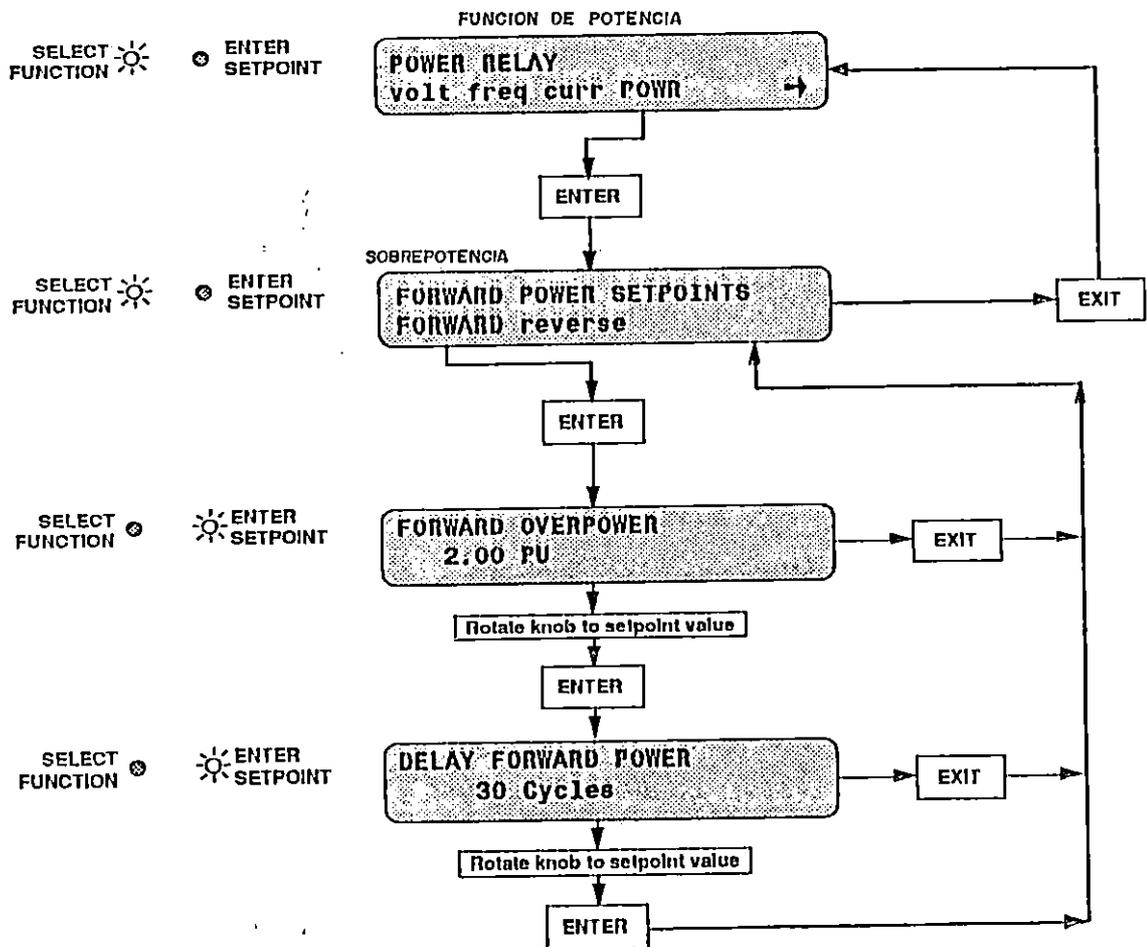


Figura 5.18. Flujograma de programación del relé de potencia: Función sobrepotencia hacia adelante.

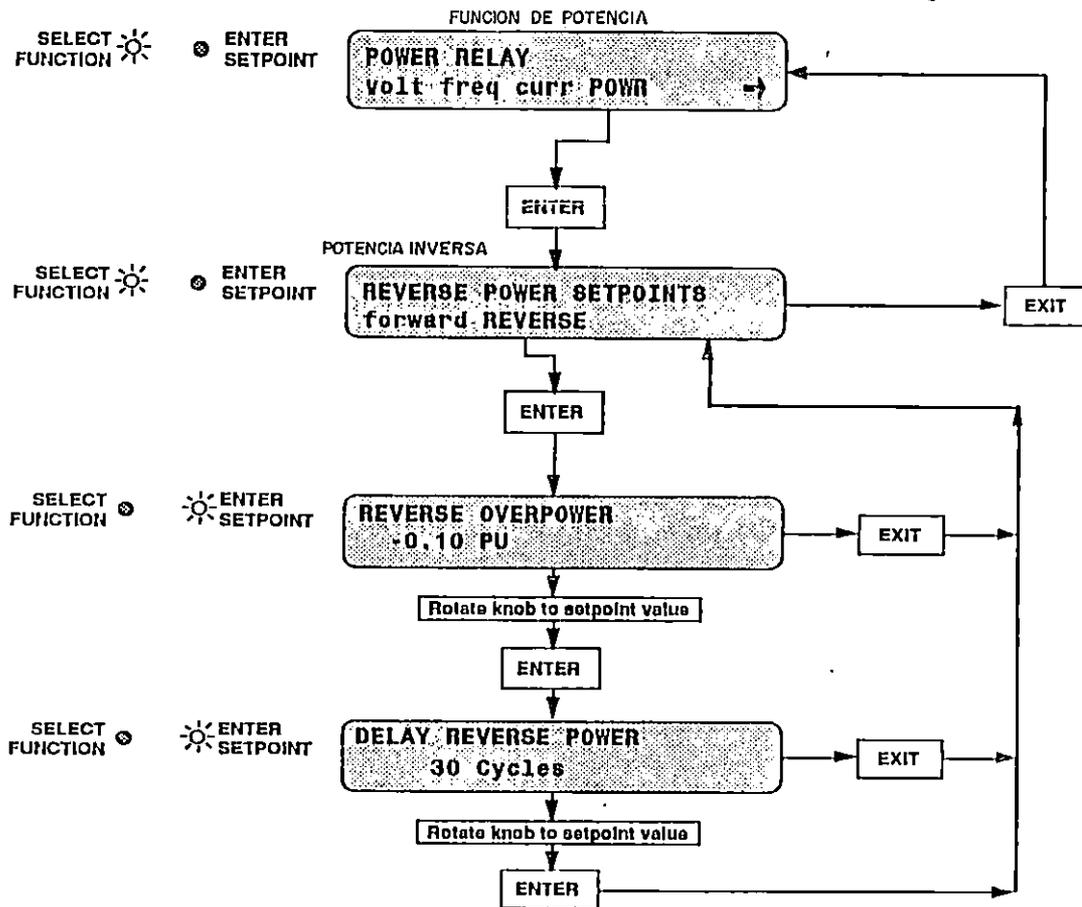


Figura 5.19. Flujograma de programación del relé de potencia: Función sobrepotencia inversa.

Tal como se muestra en la Figura 5.8, podemos observar que las funciones antes descritas brevemente, son las funciones de protección del relevador digital multifunción M-0420; siendo estas las de relé de voltaje, relé de frecuencia, relé de corriente, relé de potencia y relé de reconexión, contemplando cada una de ellas una gama de funciones de aplicación para casos específicos anómalos que podrían presentarse en la operación de los generadores eléctricos de alta tensión.

En esa misma figura (Figura 5.8), podemos observar que existen otras funciones para la interrelación del usuario y la unidad, a fin de que pueda revisar, monitorear, configurar e interrogar al relevador, de forma tal de poder optimizar el empleo y espacio de memoria, así como también incrementar la velocidad de respuesta a las diferentes condiciones que se le presenten a la unidad. Estas otras funciones las veremos brevemente descritas a continuación.

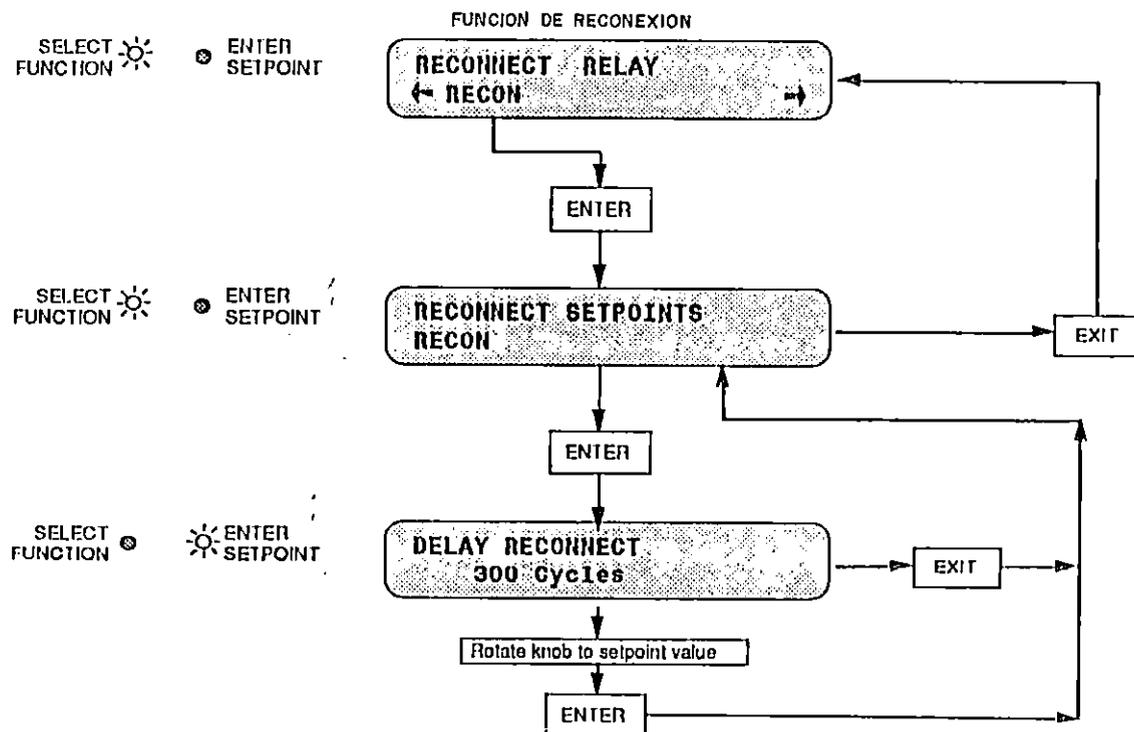


Figura 5.20. Flujograma de programación del relé de reconexión.

- Revisión de los puntos de referencia (REVIEW SETPOINTS). Esta opción del menú nos permitirá, en un momento dado, revisar rápidamente las programaciones actuales, tanto de todos los valores de los puntos de referencia como también de los tiempos de retraso, habilitados. Utilizando la perilla del panel frontal de la unidad, podemos desplazarnos en cualquier dirección del menú, tal como se muestra en la Figura 5.21. Cabe mencionar, que a través de este menú, no podemos realizar ningún tipo de cambio en los puntos de referencia de las funciones de protección.
- Monitoreo de estado (MONITOR STATUS). Esta función presentada por el menú principal habilita al usuario para examinar el estado del sistema y los temporizadores del relé en tiempo real para cada función. Al igual que en la función de revisión, en ésta, nos podemos desplazar en cualquier dirección del menú, utilizando la perilla del panel frontal de la unidad. El menú de segundo nivel presenta las opciones de estado siguientes:
 - ESTADO DE VOLTAJE (VOLTAGE STATUS). Incluyendo voltajes de fase, fase de pico, y voltajes de secuencia neutra, positiva, negativa y cero.
 - ESTADO DE FRECUENCIA (FREQUENCY STATUS).

- ESTADO DE CORRIENTE (CURRENT STATUS). Incluyendo corrientes de fase, y corrientes de secuencia neutra y negativa.
- ESTADO DE POTENCIA (POWER STATUS). Incluyendo potencia real y reactiva, y factor de potencia.
- TEMPORIZADOR DE VOLTAJE (VOLTAGE TIMER).
- TEMPORIZADOR DE FRECUENCIA (FREQUENCY TIMER).
- TEMPORIZADOR DE CORRIENTE (CURRENT TIMER).
- TEMPORIZADOR DE POTENCIA (POWER TIMER).
- TEMPORIZADOR DE RECONEXION (RECONNECT TIMER).
- TEMPERATURA (TEMPERATURE). La temperatura interna de la unidad tal como lo reporta el sensor de temperatura del tablero.
- ESTADO DE FUSIBLE (FUSE STATUS). El estado de los fusibles en el circuito de entrada de voltaje, incluyendo los fusibles externos de los transformadores de voltaje (VT) y los fusibles internos del M-0420.

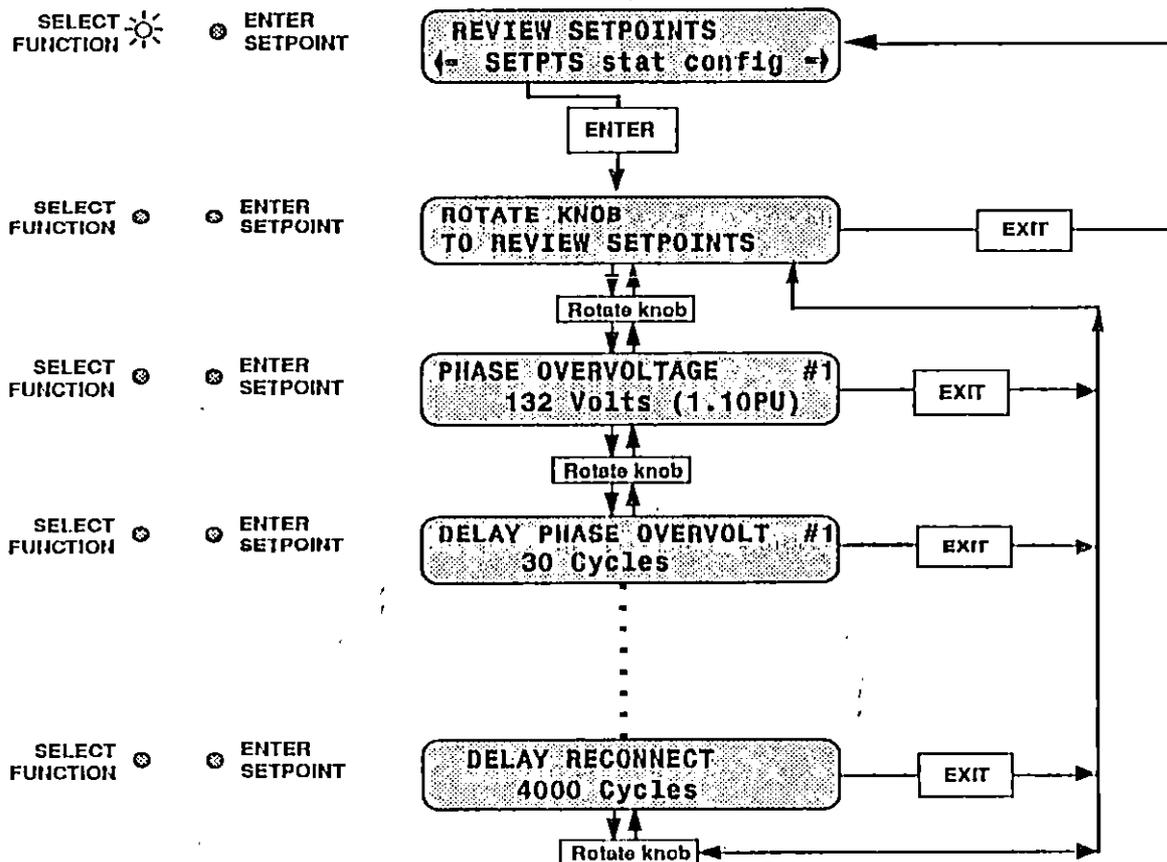


Figura 5.21. Flujograma para la revisión de los puntos de referencia (REVIEW SETPOINTS).

- Configuración del relé (CONFIGURE RELAYS). Con esta opción del menú se permite al usuario habilitar o deshabilitar las funciones individuales del relé y de esa forma optimizar la respuesta y funcionamiento del M-0420, ya sea como protección de generador o como protección de interconexión.

El menú de segundo nivel presenta las opciones siguientes:

- Relé de Voltaje.
- Relé de Frecuencia.
- Relé de Corriente.
- Relé de Potencia.
- Tipo de Circuito de Disparo.

Cada uno de estos menús (opciones para funciones de relé antes presentadas), nos permite habilitar o deshabilitar las funciones del relé en forma individual. Para habilitar o deshabilitar una función, resalte (highlight) la selección ENABLE o DISABLE para la función apropiada y presione ENTER. (Algunas funciones tienen selecciones adicionales que permiten habilitar o deshabilitar características específicas). El menú de configuración para el relé de sobrecorriente de fase se muestra en la Figura 5.22.

Es de hacer notar que, cuando una función es deshabilitada, ésta no aparecerá en otro menú que no sea el menú Configure Relays. Si todas las funciones de un relé son deshabilitadas, aparecerá desplegado en pantalla el mensaje Function Disable\See Conifg Menu, cuando se escoge la opción de menú principal.

Adicionalmente, ciertas operaciones pueden tener su operación modificada por otras funciones u opciones de menú; por ejemplo, la función 51V puede ser controlada direccionalmente habilitando la opción de control direccional (Directional Control) para la función 51V en el menú de configuración (Config Menu).

El M-0420 puede ser optimizado como protección para generador o como protección de interconexión, por medio de la pantalla Trip Circuit Type. Para seleccionar el tipo de circuito de disparo, remarque (highlight) la selección deseada y presione ENTER.

Cuando se selecciona interconexión (INTERTIE), todas las funciones trabajan como han sido descritas corrientemente. Cuando se selecciona generador (GENERATOR), el M-0420 deshabilita las funciones 27, 81O, 81U, 27N, 32F y 32R cuando la entrada de estado 52b indica que el breaker está abierto. Esta característica asegura que el M-0420 no enviará una señal de disparo no deseada mientras el generador está fuera de línea, así como cuando es llevado fuera de velocidad. Cuando se selecciona GENERATOR, las siguientes condiciones deben ser verdaderas:

- La entrada de estado 52b DEBE estar conectada.
- La opción de alta velocidad en las funciones de potencia inversa NO DEBEN ser seleccionadas.

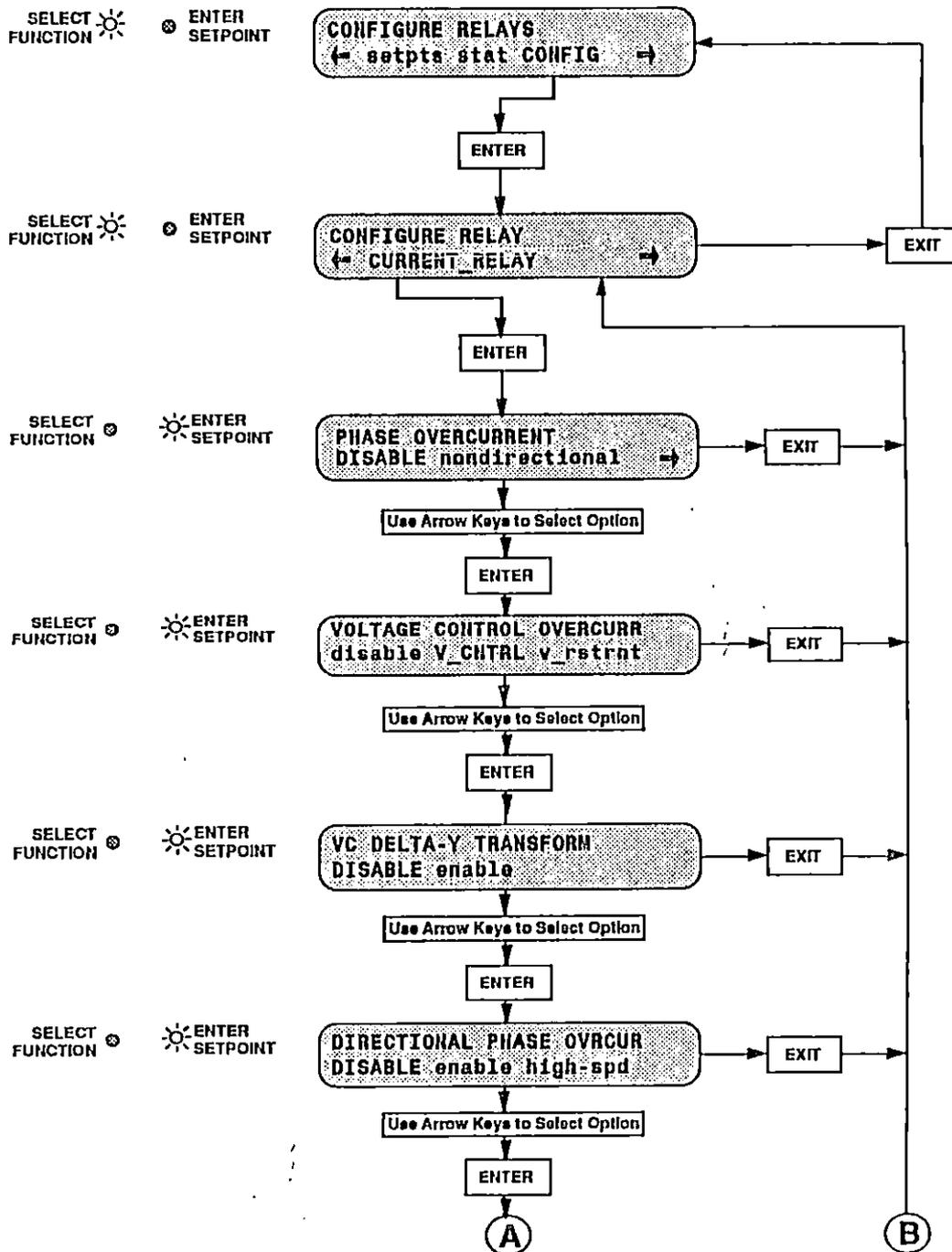


Figura 5.22. Flujograma para la configuración del relé de sobrecorriente de fase.

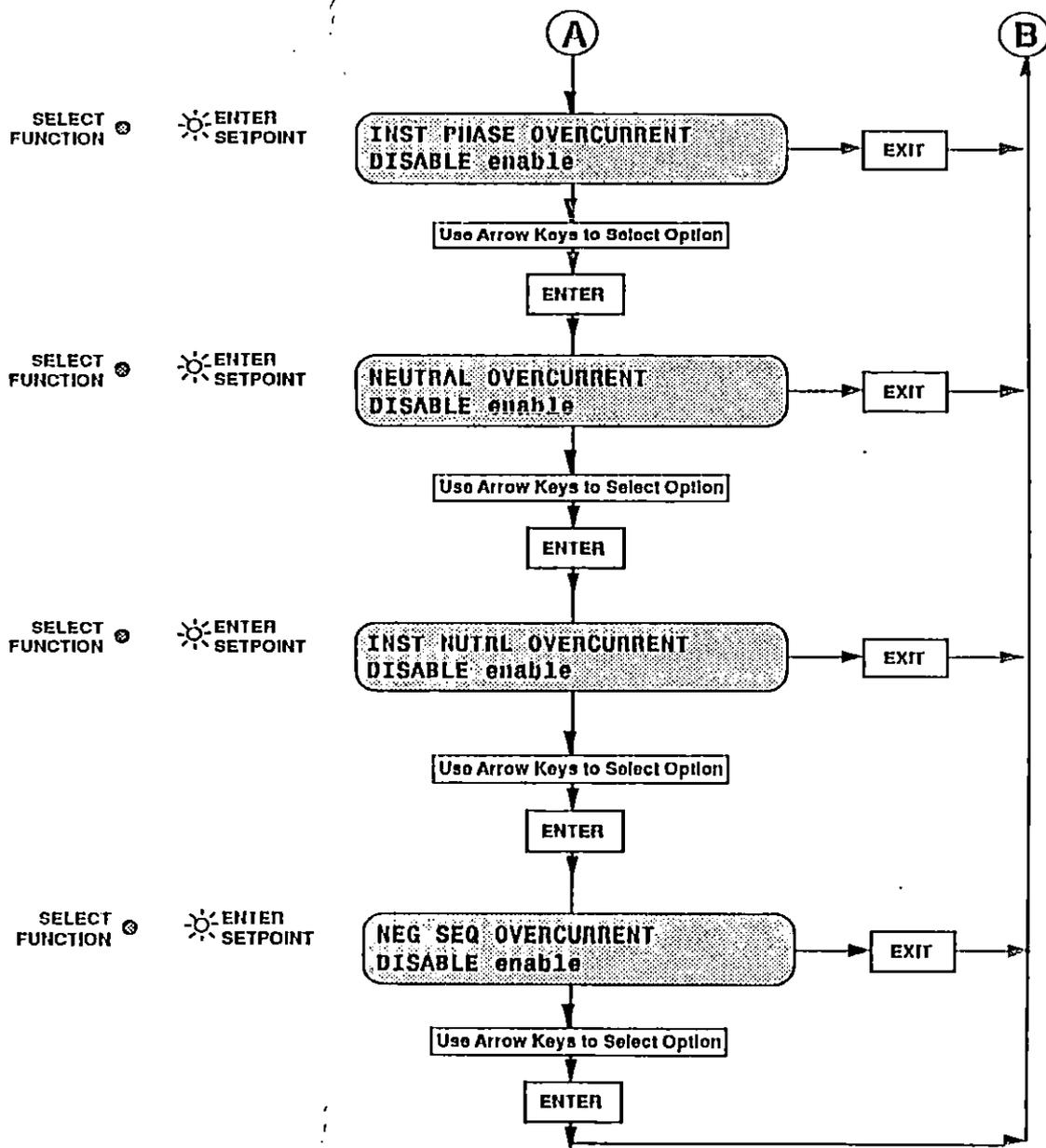


Figura 5.22. (continuación)

Además, se alcanzará una respuesta más exacta durante la operación de frecuencia nominal off, si la forma de onda total o completa (incluyendo armónicos) se usa como la base de la magnitud RMS de voltaje y corriente. (Esta opción se selecciona posicionando el interruptor 8 de la configuración interna de interruptores DIP en ON (Ver Figura 5.25)

Es importante mencionar, que las funciones 59N y 27N responden a la componente de frecuencia fundamental, sin importar la posición del interruptor DIP 8.

- Detección de pérdida de fusible de V.T. (V.T. FUSE-LOSS DETECTION). La función interna de detección de pérdida de fusible de V.T. puede ser habilitada o deshabilitada bajo control del usuario. Adicionalmente, el bloqueo de las funciones 27, 51V, 67 y 32R durante una condición de pérdida de fusible puede seleccionarse individualmente. Como se muestra en el flujograma del software de la Figura 5.23 que nos acompaña, la detección de la pérdida de fusible y el bloqueo son seleccionados por medio del menú Configure V.T. Fuse Loss bajo la opción del menú CONFIGURE RELAYS.

- Inspección de la historia de disparos (VIEW TRIP HISTORY TARGET). Esta opción del menú nos habilita para revisar los blancos para las cinco previas condiciones de disparo. Como puede observarse en el ejemplo de la Figura 5.24, la historia de disparo gira continuamente a través de una secuencia de pantallas hasta que la tecla EXIT es presionada. Ambas, la información de estado, la cual indica cuando un valor estuvo fuera del rango del punto de referencia, y la información de tiempo, la cual indica cuando un valor estuvo fuera del rango del punto de referencia y el expirado del timer, son mostradas junto con información del elemento de fase individual donde sea apropiado. También son desplegados en pantalla una etiqueta de hora/fecha (time/date), dándonos el dato de la hora y la fecha de cuando ocurrió dicho disparo y, el contador de disparo. La opción final de este menú, le permite al usuario limpiar todo el registro de datos de la historia de disparos para así proveer un punto de inicio limpio para nuevas grabaciones de disparos. El menú de segundo nivel presenta las siguientes opciones, con Trip 0 el registro del disparo más reciente.

- Trip 0
- Trip 1
- Trip 2
- Trip 3
- Trip 4
- Clear History Targets

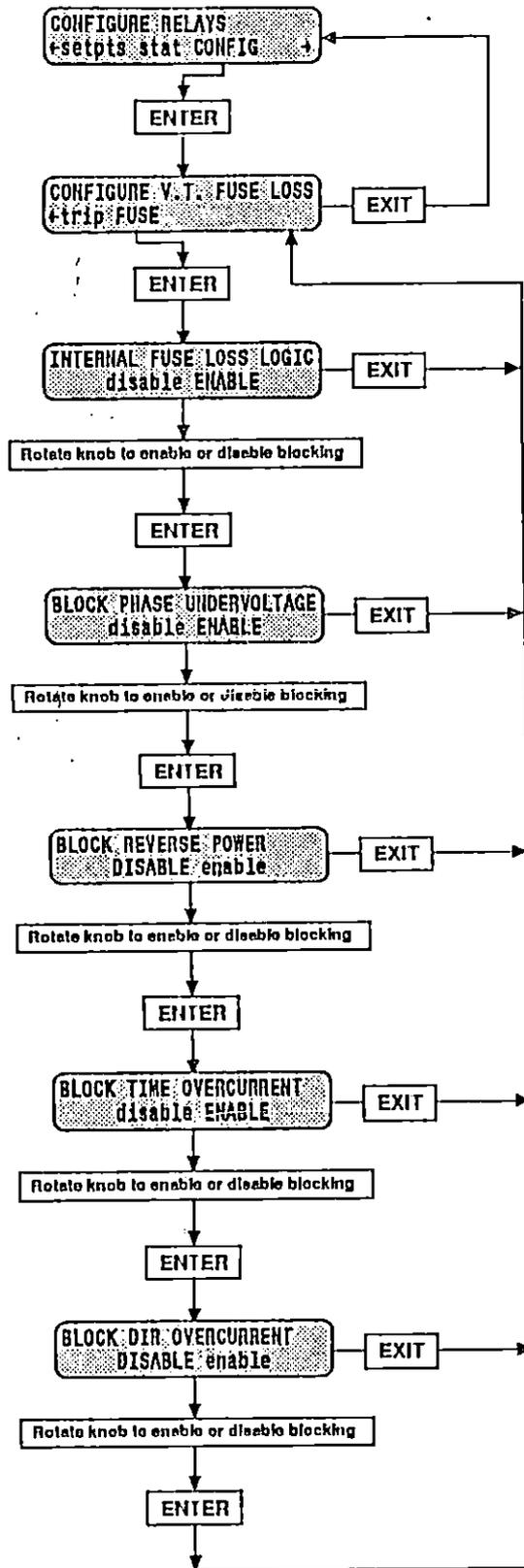


Figura 5.23. flujograma de configuración del bloqueo de pérdida de fusible de V.T..

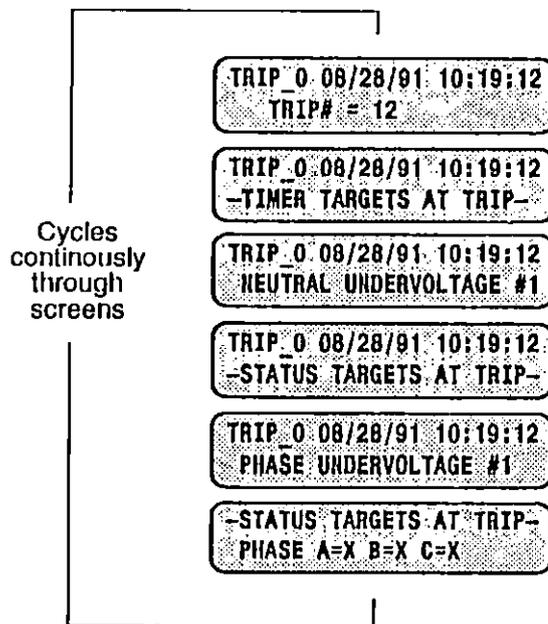


Figura 5.24. Ejemplo de presentación de pantallas de la historia de disparos.

- Archivador de falla (FAULT RECORDER). La función del archivador de falla permite la grabación de datos de falla completa para todas las formas de onda monitoreadas (a 16 muestras por ciclo) y entradas de estado (a 480 Hz). La opción de menú FAULT RECORDER habilita al usuario para determinar el estado del archivador de falla (si está armado o no, y si lo está, si está disparado o no), y para armarlo o rearmarlo. La información del archivador de falla puede cargarse a través de los puertos RS-232C a cualquier computador personal IBM compatible utilizando el paquete de software de Comunicación M-0429 BECOCOM™. Una vez cargado, los datos de la forma de onda pueden ser examinados y entregados a la salida usando el paquete de software de Análisis de Datos de Falla M-0428 BECOPLOT™. El archivador puede estar armado o desarmado, y su estado puede ser disparado o no disparado (dependiendo en si una falla ha ocurrido o no). Cuando está armado y no disparado, el archivador continuamente graba los datos de la forma de onda, manteniendo los 96 ciclos más recientes de los datos (a 16 muestras por ciclo) en su memoria. Cuando el breaker abre, como indicado por la entrada de estado 52b, el archivador es disparado: éste continúa grabando por aproximadamente seis ciclos adicionales y luego se traslada al modo no armado, manteniendo los 96 ciclos instantáneos de los datos de la forma de onda en su memoria para cargarlos por medio del software M-0429. Al rearmar el archivador de falla se reinicia el proceso,

sobreescribiendo en los datos de falla almacenados.

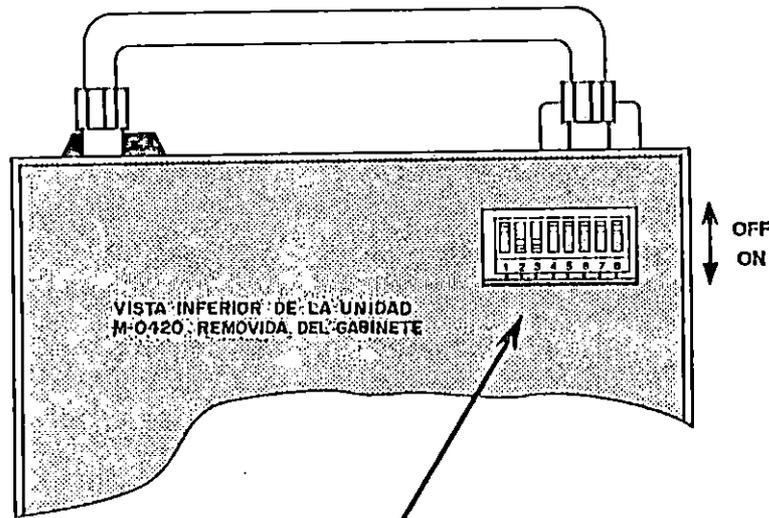
El archivador de falla está inicialmente desarmado luego de encender la unidad relevadora M-0420. Para armar el archivador de falla, se escoge la opción de menú ARM y enseguida se presiona la tecla ENTER.

- Lectura de contadores (READ COUNTER). Los contadores del sistema cuentan el número de disparos, cierres e indicadores de alarma de autoprueba, y situaciones de pérdida de potencia. La opción del menú READ COUNTER le permite al usuario determinar la cuenta actual o presente de cada contador, y además, si desea, puede borrar estos registros. El menú de segundo nivel presenta los contadores en el orden siguiente:
 - Contador de disparo (Trip Counter)
 - Contador de Cierre (Close Counter)
 - Contador de Alarma (Alarm Counter)
 - Contador de Pérdida de Potencia (Power Loss Counter)
 - Borrado de Contador de Disparo (Clear Trip Counter)
 - Borrado de Contador de Cierre (Clear Close Counter)
 - Borrado de Contador de Alarma (Clear Alarm Counter)
 - Borrado de Contador de Pérdida de Potencia (Clear Power Loss Counter)

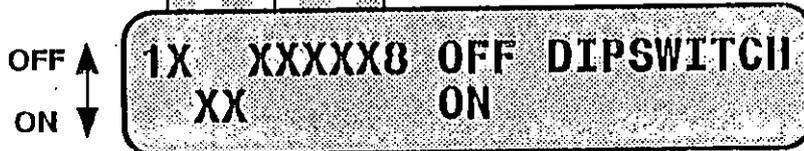
- Comunicación (COMMUNICATION). Esta opción nos permite configurar la unidad para efectuar comunicación por medio de los puertos RS-232C. Las opciones del menú de segundo nivel están descritas a continuación.
 - a) Configuración COM1/Configuración COM2 (CONFIGURE COM1/CONFIGURE COM2). Estas opciones nos habilitan para poder programar la velocidad de comunicación (en baudios) y además la paridad de esta para los puertos RS-232C, tanto del panel frontal como del panel trancero. El M-0420 puede comunicarse a razón de hasta 9.600 baudios y aún con o sin paridad (o paridad deshabilitada). Estos parámetros deben ser congruentes, o acoplarse, con los parámetros del modem, computador u otro dispositivo de comunicación que vaya a enlazarse para dicho fin. Los parámetros programados automáticamente (parámetros default) han sido escogidos para acoplarse con los parámetros default proporcionados con el paquete de software M-0429 BECOCOM™.
 - b) Direccionamiento de la comunicación (COMMUNICATION ADDRESS). Esta opción nos habilita para seleccionar la dirección de la comunicación para la unidad. Esta capacidad de direccionamiento permite que múltiples unidades (M-0420 u otros elementos compatibles) compartan una línea telefónica o modem. A cada M-0420 le corresponde una dirección individual, variando ésta de 1 a 200. Todos los M-0420 tienen la dirección de grupo 230.

- c) Envío registro COM2 encendido (ISSUE COM2 LOG ON). Esta selección del menú nos permite enviar los parámetros de inicialización COM2 predefinidos al dispositivo de comunicación que está ligado. Estos parámetros pueden ser usados para propósitos tales como la inicialización de un modem; y son definidos usando el comando ENTER COM2 LOG ON, que describimos abajo.
- d) Entrada registro COM2 encendido (ENTER COM2 LOG ON). Esta opción nos permite definir una cadena o secuencia (string) de parámetros de inicialización para luego ser enviados por medio de la utilización de la opción descrita anteriormente. Estos parámetros son enviados también, cuando se energiza la unidad. Para un modem compatible Hayes utilizado como receptor, introduzca la siguiente cadena:
- AT EO QV &DO S0=2X4 M1
- Si el primer caracter de la cadena COM2 Log On es un caracter espacio, no se emitirá dicha cadena a través del puerto COM2 y, en efecto, deshabilitará la función Log On.
- Unidad de instalación (SETUP UNIT). La opción del menú SETUP UNIT le permite al usuario ejecutar tareas que son necesarias para programar la unidad para una correcta operación. Las opciones de segundo nivel se describen abajo:
- a) Versión del software (SOFTWARE VERSION). Con la utilización de esta opción del menú de segundo nivel se nos permite determinar la versión del software actual, es decir la que está en uso por la unidad. Cuando activamos esta opción, podemos observar en pantalla el despliegue del número de la versión del software, que debe ser igual al número de versión de software que muestra la unidad cuando es energizada.
- b) Alteración de códigos de acceso (ALTER ACCESS CODES). Con el uso de esta opción podemos definir o cambiar los códigos de acceso definidos en la unidad. Se poseen tres niveles de códigos de acceso:
- Acceso Nivel 3: Accesa a todas la funciones de relé (incluyendo la definición y cambio de los códigos de acceso).
 - Acceso Nivel 2: Lee y cambia puntos de referencia, monitoreo de estado, inspección de la historia de disparos.
 - Acceso Nivel 1: Lee puntos de referencia, monitoreo de estado, inspección de la historia de disparos.
- Cada código de acceso es un número de 1 a 4 dígitos. Si el código de acceso de nivel 3 es puesto en 9999, la característica del código de acceso es deshabilitada. Los códigos de acceso son introducidos como cualquier otro valor, usando la perilla del panel frontal y las

- teclas de desplazamiento hacia la izquierda y derecha.
- c) Fecha y hora (DATE & TIME). Al accionar esta función del menú de segundo nivel, estamos habilitados para programar el reloj interno de la unidad, a la fecha y hora actuales, para sincronizar el reloj, para iniciar y parar el reloj, y para calibrar el tiempo base del reloj.
 - d) Configuración de pantalla (CONFIGURE DISPLAY). Esta opción nos permite seleccionar la opción de pantalla vacía (screen blanking), para la pantalla de cristal líquido. Cuando se selecciona screen blanking, la pantalla LCD blanqueará dos segundos luego que se presiona EXIT en el menú de más alto nivel y, después de 5 minutos de operación desatendida en la mayoría de otros menús. Esta característica es habilitada por el fabricante.
 - e) Entrada del logo del usuario (INPUT USER LOGO). Esta opción nos permite introducir dos líneas alfanuméricas (User Logo 1 y User Logo 2) para efectos de identificar a la unidad en una forma particular, según lo desee el usuario. Si esta opción se habilita y se definen estas dos pantallas, éstas se desplegarán en pantalla en vez de las pantallas de Beckwith Electric Co. en ciertas ocasiones. También, la información contenida en estas pantallas es transmitida automáticamente por medio de los puertos COM1 y COM2 durante la comunicación a distancia, a fin de ayudar a identificar fácilmente al relé.
Para introducir una línea, primeramente es necesario utilizar las teclas de desplazamiento hacia la izquierda y hacia la derecha para mover el cursor a la posición del carácter que se elija. Luego, se utiliza la perilla del panel frontal para seleccionar el carácter escogido del juego de caracteres ASCII. Este procedimiento se repite para cada carácter en el mensaje. Cuando el mensaje ha sido completado, debe presionarse ENTER, para introducirlo en memoria.
Los mensajes de User Logo se desplegarán en pantalla siempre que el primer carácter de la línea 1 (la línea de menú más elevada) sea cualquier carácter diferente de un espacio. Si un carácter de espacio está presente, esta característica se deshabilitará.
 - f) Consulta de los interruptores DIP (INTERROGATE DIP SWITCHES). Cuando utilizamos esta opción, estamos habilitados para determinar la programación o configuración (setting) de los interruptores DIP. Al activarse esta opción, se desplegará en pantalla una pantalla similar a la mostrada en la Figura 5.25.
 - g) Relaciones de V.T. y T.C. (V.T. AND C.T. RATIOS). A fin de que el programa de comunicación M-0429 muestre en pantalla convenientemente los valores primarios para voltajes, corrientes y potencia, el programa debe tener



| OFF/UP | |
|--|---|
| INICIACION DE POTENCIA INVERSA: PA + PB + PC < PUNTO DE REFERENCIA CORRIENTE DIRECCIONAL: Ia, Ib y Ic > PUNTO DE REFERENCIA | 4 |
| MODO DIAGNOSTICO | 3 |
| CALIBRACION DE RELE | 2 |
| SELECCION NO DISPONIBLE PARA EL USUARIO. ESTE INTERRUPTOR DEBE ESTAR PUESTO EN OFF | 1 |
| ENTRADAS DE VT: LINE A TIERRA | 5 |
| VOLTAJE SECUNDARIO DEL VT: 120 V _{ac} | 6 |
| FRECUENCIA DEL SISTEMA: 60 HZ | 7 |
| MAGNITUD RMS CALCULADA SOLAMENTE POR LA COMPONENTE DE FRECUENCIA FUNDAMENTAL | 8 |



| | |
|---|---|
| SELECCION NO DISPONIBLE PARA EL USUARIO. ESTE INTERRUPTOR DEBE ESTAR PUESTO EN OFF | 1 |
| OPERACION NORMAL | 2 |
| OPERACION NORMAL | 3 |
| INICIACION DE POTENCIA INVERSA: PA ó PB ó PC < PUNTO DE REF. CORRIENTE DIRECCIONAL: Ia ó Ib ó Ic > PUNTO DE REFERENCIA | 4 |
| MAGNITUD RMS CALCULADA POR LA FORMA DE ONDA TOTAL (INCLUYENDO ARMONICOS) | 8 |
| FRECUENCIA DEL SISTEMA: 60 HZ | 7 |
| VOLTAJE SECUNDARIO DEL VT: 69 V _{ac} | 6 |
| ENTRADAS VT: LINEA A LINEA | 5 |

Figura 5.25. Interruptores de configuración interna DIP (DIP SWITCHES).

disponibles las relaciones VT y TC del M-0420 con las que esté en contacto. Por esta razón, cada M-0420 puede ser programado con sus relaciones VT y TC. Durante las comunicaciones estas relaciones son transmitidas al programa M-0429.

Estas relaciones son usadas solamente para propósitos de despliegue en pantalla por el M-0429; no son utilizados en el M-0420 en ningún cálculo y, no necesitan ser programadas (set) si no se realiza una comunicación a distancia.

Estas relaciones son puestas o programadas siempre en la forma de X a 1. Por ejemplo, si el VT es un 600V/120V o 575V/115V, la razón sería introducida como 5.0 a 1 (5:1).

Cuando el voltaje secundario del VT ha sido escogido en 120V (por medio de los interruptores DIP de configuración interna), las relaciones de VT serían calculadas como han sido marcadas en el VT. No obstante, cuando se selecciona 69.3V, la relación VT debería ser dividida por $\sqrt{3}$. Por ejemplo, un VT de 600V/69.3V tiene una relación de $600/(69.3 \times \sqrt{3})$ o 5.0:1. (Cuando la opción 69.3V es seleccionada, internamente el M-0420 gradúa los voltajes de entrada por un factor de $\sqrt{3}$, para proveer 120V nominales. Por consiguiente el factor $\sqrt{3}$ en la ecuación del ejemplo anterior).

Cuando las entradas VT se seleccionan como Línea a Tierra, los voltajes primarios de Línea se presentan como sigue:

$$V_{AB} = V_A \sqrt{3} \quad V_{BC} = V_B \sqrt{3} \quad V_{CA} = V_C \sqrt{3}$$

Debido a las muchas conexiones y relaciones disponibles con CT's y VT's, se requerirá una experimentación o prueba con varias relaciones, para lograr un valor primario apropiado.

- Salida del modo local (EXIT LOCAL MODE). Esta opción habilita al usuario para salir del menú principal y regresar a las pantallas de Mensajes por Defecto.

5.4.0.0 Puntos de referencia del relevador M-0420.

El relevador M-0420 posee puntos de referencia programables para cada una de la funciones. Las funciones relacionadas con la corriente, incorporan características de tiempo instantáneo o tiempo inverso consistentes con estándares de relevadores de generaciones anteriores a ésta. Las funciones de voltaje y frecuencia tienen puntos de referencia de Magnitud #1 y Magnitud #2 en conjunto con un Tiempo de Retardo #1 y un Tiempo de Retardo #2.

La Tabla 5.1 resume las funciones relevadoras disponibles en esta unidad de protección, mencionadas anteriormente, en apartados de este mismo Capítulo, en los que se presenta una descripción completa de dichas funciones.

Como un ejemplo, consideremos la función 81. El valor de sobrefrecuencia puede ser puesto desde 60.05 Hz hasta 63.00 Hz con incrementos de 0.05 HZ; el tiempo de retraso asociado puede ser puesto desde el tiempo de retraso de operación mínimo de 2 ciclos hasta 8160 ciclos (Los rangos de operación de los puntos de operación pueden obtenerse en el Anexo E). El requerimiento específico del usuario podría significar que esta función se programara, por ejemplo, para disparar a 240 ciclos si la frecuencia llega a un valor de 60.20 Hz, pero dispara a 10 ciclos para una frecuencia de 62 Hz, como se muestra en la Figura 5.26; los puntos de referencia de baja frecuencia son independientes y no se necesita reflejar los puntos de referencia para sobrefrecuencia

Tabla 5.1. Funciones relevadoras de la unidad M-0420

| FUNCION | DESCRIPCION |
|---------|--|
| 27 | Relevador de Bajo Voltaje RMS. 3 ϕ |
| 27N | Relevador de Bajo Voltaje RMS a Neutro. |
| 32 | Relevador de Potencia Direccional. Sobrepotencia 32F; Potencia Inversa 32R. |
| 46 | Relevador de Sobrecorriente de Secuencia Negativa. |
| 50 | Relevador de Sobrecorriente Instantánea. |
| 50N | Relevador de Sobrecorriente Instantánea a Neutro |
| 51N | Relevador de Sobrecorriente de Tiempo Inverso a Neutro. |
| 51V | Relevador de Sobrecorriente de Tiempo Inverso, 3 ϕ , con Control de Voltaje o Restricción de Voltaje. |
| 59 | Relevador de Sobrevoltaje RMS. 3 ϕ . |
| 59N | Relevador de Sobrevoltaje RMS a Neutro o de Secuencia Cero. |
| 59I | Relevador de Sobrevoltaje Pico. |
| 81O | Relevador de Sobrefrecuencia. |
| 81U | Relevador de Baja Frecuencia. |
| 79 | Relevador de Reconexión con Tiempo de Retrazo. |
| FL | Detección de Pérdida de Fusible del VT. |

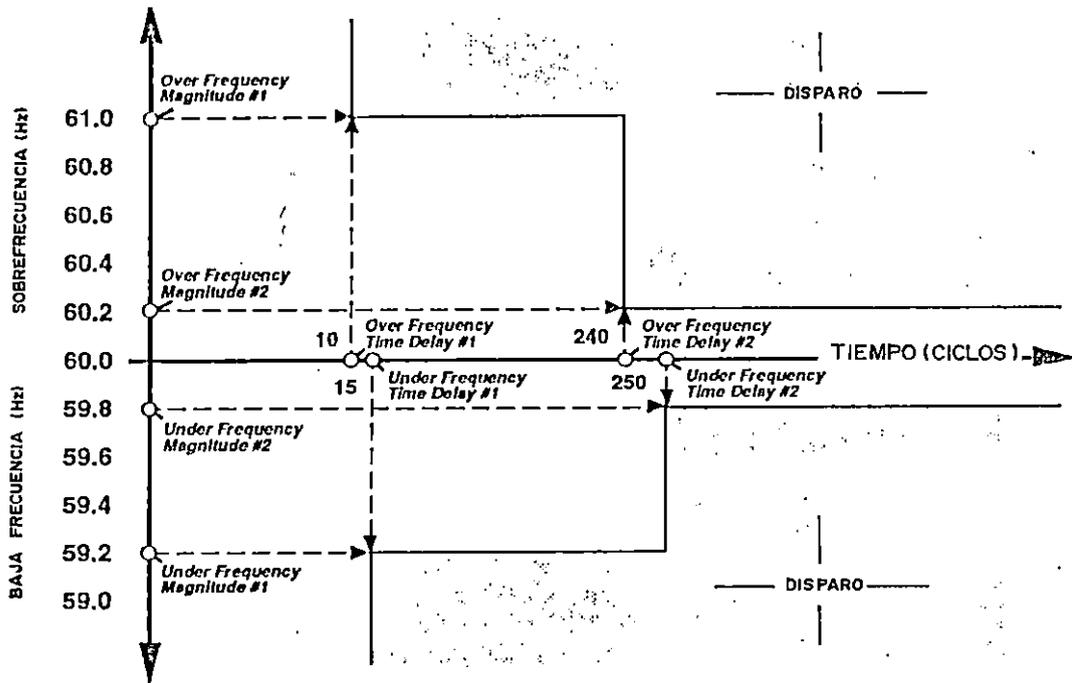


Figura 5.26. Ejemplo de la característica de disparo para baja y alta frecuencia.

5.5.0.0 Teoría de funcionamiento.

Una pretensión inicial en el diseño del M-0420 fué que el planteamiento a ser perseguido envolvería necesariamente procedimientos analíticos muy sofisticados a fin de acomodar eficientemente las múltiples funciones en un solo paquete. En realidad, se dieron cuenta que el diseño requeriría técnicas de Procesamiento de Señales Digitales (Digital Signal Processing - DSP), a fin de hacer computaciones extremadamente rápidas necesarias para acomodar todas las funciones en tiempo real. A la vez, los límites inherentes en exactitud para muchos componentes analógicos no sería un factor influyente en el nuevo relevador.

El procedimiento seguido en este proyecto reemplaza el hardware del procesamiento de señales analógicas por completo con un Procesador de Señales Digitales (DSP). Si el relevador hubiese sido diseñado con una sección de entrada analógica, hubiese requerido circuitería analógica para cada canal para calcular la magnitud y ángulo de fase, y otros circuitos analógicos para el cálculo de la corriente de secuencia negativa, potencia real y reactiva y otras tantas funciones.

Mientras los DSP's son altamente efectivos para aplicaciones de procesamiento de señal, no son muy eficientes para aplicaciones de propósito general y tienen limitado espacio de memoria. Por lo tanto, el relevador multifunción usa una arquitectura de procesador-dual: El DSP ejecuta todos los algoritmos del procesamiento de señal, mientras que el procesador de propósito general (denotado como el procesador anfitrión - Host Processor) se usa principalmente en el procesamiento de señales de entrada/salida (I/O), incluyendo la lógica del relevador.

5.5.1.0 Diagrama de bloques del sistema.

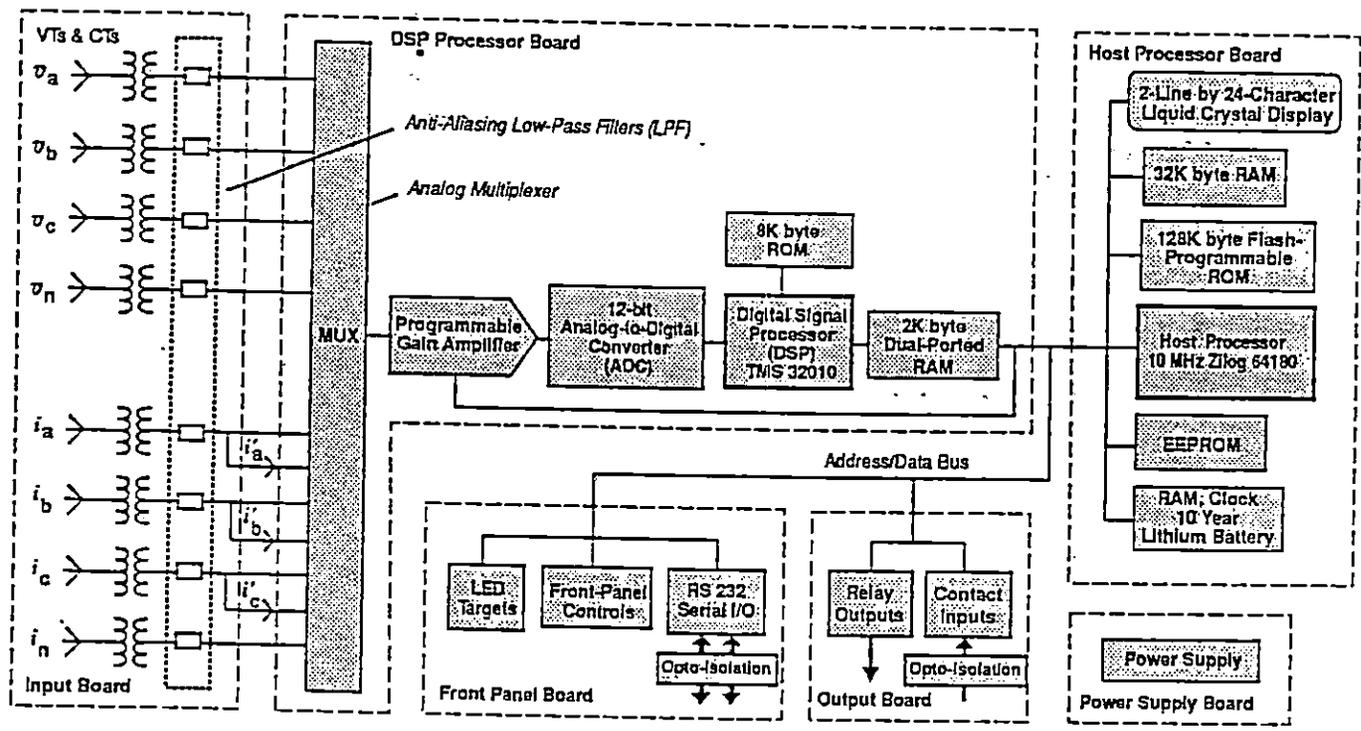
Como se muestra en la Figura 5.27, las entradas del relevador M-0420, filtradas para remover los armónicos de orden muy grande, son conmutadas (MUX) y luego pasadas a través de un Convertidor Analógico Digital (Analog-Digital Converter - ADC) al Procesador de Señales Digitales (Digital Signal Processor - DSP), el cual ejecuta una Transformada de Fourier Discreta (Discrete Fourier Transform - DFT), 16 veces por ciclo, para cada una de las once entradas. El procesador anfitrión (Host Processor), maneja las funciones I/O (incluyendo los controles del panel frontal, la pantalla LCD, y los dos puertos RS-232C), actualiza las memorias para los valores de los puntos de referencia, graba la información de disparo, y finalmente analiza los datos del DSP para determinar la necesidad de un comando de disparo.

Las señales de voltaje y corriente se gradúan a escala y aíslan usando transformadores de voltaje (VT) y transformadores de corriente (TC). Estas señales analógicas aisladas deben ser filtradas para remover las armónicas no deseadas contenidas arriba de los 480 Hz para acomodar una tasa de muestreo de 960 Hz, de acuerdo al Criterio de Nyquist, y para evitar la interpretación incorrecta de las componentes de frecuencia, por el sistema. Para este propósito se aplica a las ocho entradas, individualmente, filtros Pasa Bajos (Low Pass Filters - LPF).

En este punto, el circuito se duplica en hardware para cada entrada de voltaje o corriente, pero ahora se vuelve eficiente el multiplexar, o compartir tiempo, esos valores para la porción digital del diseño. El MUX (multiplexor) desarrolla una función de conmutación electrónica de muy alta velocidad, aceptando secuencialmente señales de voltaje graduadas en escala de los filtros y enviándolas al Amplificador de Ganancia Programable (Programmable Gain Amplifier - PGA).

Debido al amplio rango dinámico de los posibles valores de corrientes de entrada, es difícil mantener una exactitud para ambos valores de Pickup, alto y bajo. Adicionalmente,

Figura 5.27. Diagrama de bloques del sistema M-0420.



la ganancia de los canales de voltaje sería independiente de la programación del pickup de la corriente de fase, y la ganancia del canal de la corriente neutra puede diferir de la de los canales de corriente de fase. Mientras que los diseños de relevadores electromecánicos y estáticos dirigen este problema proveyendo tomas o derivaciones de bobina (taps) en los transformadores de corriente de entrada para ajustar la corriente pickup, el relevador multifunción utiliza el PGA. Notese que el relevador necesita medir el valor del pickup solamente hasta 20 veces, la ganancia del PGA puede ser ajustada de acuerdo a cada entrada.

La salida del PGA, representando en la secuencia de tiempo los once parámetros medidos, se gradúa en escala para hacerla compatible con el ADC. Cada una de las entradas ocupa el ADC 16 veces por ciclo, significando esto que la resolución de 12 bits para once cantidades independientes debe ser determinada cada 1.042 ms.

5.5.2.0 El procesador anfitrión.

Dado que los chips disponibles diseñados para el eficiente procesamiento de señales digitales no se ajustan completamente para las tareas generales del relevador, estas funciones son asignadas a un segundo microprocesador, o procesador anfitrión, el cual está mucho mejor adaptado para el propósito. El procesador anfitrión (Host) ejecuta todas las funciones generales, por ejemplo, monitorea el teclado a solicitud del operador, actualiza las memorias para los valores de puntos de referencia, facilita la interacción del operador con el relevador por medio de una pantalla de cristal líquido de dos líneas por 24 caracteres, establece comunicación usando puertos serie del tipo RS-232C, y además analiza los datos del DSP para determinar el envío de un comando de disparo.

El Procesador de Señales Digitales hace posible los muchos cálculos en un tiempo disponible muy limitado. Son fundamentales para el relevador el valor rms, la frecuencia y el ángulo de fase de los fasores de la frecuencia fundamental. Una DFT se ejecuta para estimar estos parámetros mientras se filtra el offset dc y los armónicos de la fundamental.

El uso de un algoritmo basado en la DFT para calcular la frecuencia y para determinar el ángulo de fase para las mediciones de potencia real/reactiva tiene muchas ventajas sobre el planteamiento usado en otros relevadores de frecuencia digitales disponibles comercialmente. Los relevadores que calculan estos valores midiendo el tiempo de duración entre los dos cruces de cero sucesivos del voltaje

del sistema puede ser afectado desfavorablemente por distorsión armónica y ruido, lo cual puede cambiar los cruces de cero o crear múltiples cruces de cero. El algoritmo usado en el M-0420 usa estimados de fasor de voltaje obtenido del DFT para calcular la frecuencia. Este algoritmo no solo provee estimados de frecuencia muy confiables, sino, ya que el DFT rechaza las componentes DC y las armónicas en la señal, los estimados de frecuencia no son afectados por estos componentes. Adicionalmente, derivando el fasor de voltaje de secuencia positiva del DFT, significa que la función de frecuencia operará ya sea que ocurra una falla monofásica o bifásica.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO V

El Relevador Digital Multifunción M-0420 es una unidad basada en microprocesador que utiliza la tecnología de procesamiento de señales digitales. Se ha diseñado de tal forma que contiene un juego de funciones relevadoras y otras adicionales para la protección de generadores o su interconexión, las cuales pueden programarse usando los controles propios del relevador o a través de una computadora compatible IBM en forma directa o en forma remota o a distancia.

Las funciones relevadoras están incorporadas en una sola unidad, por lo cual se requiere menos espacio y alambrado del necesario utilizando relevadores individuales. Estas funciones pueden habilitarse o deshabilitarse individualmente, dependiendo de la aplicación y las necesidades que presente el sistema de potencia.

Debido a que el Relevador Digital es altamente versátil se logra una gran eficiencia en su operación y una respuesta más exacta que con los relevadores de protección convencionales.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Beckwith Electric Co. Inc.
Protective Relays. User's Guide.
USA, 1990.
2. Collazo, Javier L.. Diccionario Enciclopédico. Términos Técnicos. Volúmenes I y II. México: Editorial McGraw Hill, Séptima Edición, 1988.

CAPITULO

VI

APLICACIONES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION

Introducción.

En este capítulo se da una información de las diferentes aplicaciones del Relevador Digital Multifunción M-0420, junto con una descripción de la aplicación de cada una de las funciones relevadoras de la unidad.

Las aplicaciones del Relevador Digital Multifunción a las cuales hacemos referencia son:

- a) Protección de Interconexión
- b) Protección de Generador.
- c) Protección de Línea de Distribución/Subtransmisión.

Creemos conveniente mencionar estos tipos de aplicación de esta unidad relevadora para hacer notar la gran versatilidad de estos dispositivos, aunque en nuestro estudio, la aplicación a la que le prestaremos nuestra mayor y principal atención será a la Protección de Generadores de Alta Tensión.

6.1.0.0 Ideas básicas de la protección por relevadores.

Un sistema de potencia eléctrica debe asegurar que toda carga conectada al mismo disponga ininterrumpidamente de energía. Cuando dicho suministro se extiende a poblaciones distantes, el sistema cuenta con varios miles de Kilómetros de líneas de distribución.

Las líneas de transmisión de alta tensión que conducen energía para grandes cargas, para el caso particular de El Salvador, pueden extenderse hasta por varias decenas de kilómetros. Debido a que por lo general todas estas líneas son aéreas y están expuestas a la intemperie, la probabilidad de que se interrumpan por causas tales como tormentas, caída de objetos externos, daño a los aisladores, etc, es muy grande. Estas pueden ocasionar no sólo daños mecánicos, sino también fallas eléctricas.

Una de las principales causas de interrupción del suministro continuo, es la falla en derivación o

cortocircuito, que ocasiona un cambio súbito y a veces violento en la operación del sistema.

Los relevadores de protección y los sistemas de relevadores detectan condiciones anormales tales como las fallas en los circuitos eléctricos y, en forma automática, los interruptores funcionan para aislar con la mayor rapidez el material defectuoso del sistema. Esto limita el daño al lugar en el que se localiza la falla e impide que sus efectos se propagen al resto del sistema. La función de los relevadores de protección acoplados a los interruptores, consiste, pues, en prevenir las consecuencias de las fallas. El interruptor debe poder interrumpir tanto las corrientes normales como las corrientes de falla. También, el relevador de protección tiene que reconocer una condición anormal en el sistema de potencia, y actuar adecuadamente para eliminarla con seguridad a así evitar al máximo la perturbación en la operación normal.

Debe entenderse que un relevador de protección no puede prevenir las fallas, solo puede actuar cuando ésta se ha presentado. Sería muy conveniente que la protección pudiera anticipar y prevenir las fallas, pero obviamente esto es imposible, excepto cuando la causa original de la falla produce alguna anomalía que haga funcionar a un relevador de protección, tal es el caso del relevador de Buchholz. Dicho relevador es un dispositivo operado con gas, que puede detectar la acumulación de gas producida por la falla incipiente de un transformador.

6.2.0.0 Principios básicos de operación del sistema de protección

En un esquema de protección, cada relevador realiza una función específica y responde también en forma específica a cierto tipo de cambio en las magnitudes del circuito. Por ejemplo, un tipo de relevador puede operar cuando la corriente aumenta más allá de cierta cantidad, mientras que otro puede comparar la corriente y el voltaje cuando la relación $V.I$ sea diferente que un valor dado. Al primero se le conoce como relevador de sobrecorriente y al segundo como relevador de potencia. De modo similar, pueden hacerse varias combinaciones de estas cantidades eléctricas según las necesidades de una determinada situación, porque para cada tipo y ubicación de la falla, existe alguna diferencia distintiva entre estas cantidades, y existen diversos tipos de equipos de relevadores de protección disponibles, cada uno de los cuales está diseñado para identificar una diferencia en particular y operar en respuesta a ella.

El gran tamaño de los generadores y su todavía mayor incremento en la entrega de energía debido a la aplicación de métodos de enfriamiento más eficientes, hacen imperativo protegerlos contra fallas.

La capacidad de los generadores se ha elevado continuamente, con el resultado de que la pérdida de una sola unidad puede ocasionar la sobrecarga de las máquinas que trabajan en conjunto con ella y la eventual inestabilidad del sistema. Por lo tanto, la función básica de la protección, aplicada a los generadores, es la de reducir al mínimo el período de descompostura, mediante el rápido aislamiento discriminatorio de las fallas.

A diferencia de otros aparatos, el abrir un disyuntor para aislar un generador con falla, no es suficiente para impedir que haya otros daños, en vista de que el generador continúa alimentando energía a una falla ubicada en el devanado del estator, hasta que se suprime la excitación del campo. Por consiguiente, es necesario abrir el campo, parar la alimentación de combustible a la máquina de impulsión y, en algunos casos aplicar un sistema de frenado.

Todos los generadores modernos se conectan invariablemente mediante un transformador debido a las interconexiones. Antes de considerar los tipos de protección adecuados para los generadores, conviene considerar el origen y los efectos de las fallas.

6.3.0.0 Consideraciones económicas.

En un sistema de suministro de energía eléctrica existe un límite económico para la cantidad que puede gastarse en la protección del mismo. Por lo general se trata de un asunto muy complejo, en vista de que la probabilidad de falla es función de los componentes, de la ubicación, del tiempo, etc. Todos estos factores pueden proporcionar diferentes alternativas para el mismo problema y la selección debe hacerse teniendo presente la justificación económica.

El costo de la protección está relacionado con el costo de la planta que se va a proteger y aumenta con el costo de ésta. Por lo general, el costo del sistema de protección no debe ser mayor del 5% del costo total. Sin embargo, cuando los aparatos que hay que proteger son de suma importancia, como el generador o la línea principal de transmisión, las consideraciones económicas se subordinan a menudo a la confiabilidad.

6.4.0.0 Configuración de disparo del relevador M-0420.

El Relevador Digital Multifunción M-0420 puede ser optimizado, ya sea para protección de generador o para protección de interconexión, por medio de la función del Tipo de Circuito de Disparo (TRIP CIRCUIT TYPE) del software, bajo el menú de Configuración (CONFIG). De la Figura 6.1 a la Figura 6.4, se ilustran las capacidades de protección del M-0420 y la lógica de disparo de ambos modos puede verse en el Anexo D. Adicionalmente, cuando se escoge el modo de interconexión (INTERTIE) es apropiado para protección de líneas de distribución o de subtransmisión, como se muestra a través de las Figuras 6.6 y 6.7.

Cuando se selecciona la opción de interconexión (INTERTIE) todas las funciones del relevador están disponibles en todo momento (las funciones individuales pueden ser deshabilitadas por medio del menú de Configuración CONFIG, tal como se muestra en el Capítulo V).

Cuando se selecciona la opción de generador (GENERATOR), el relevador deshabilita las funciones 27, 81O, 81U, 27N, 32F y 32R, cuando la entrada de estado 52b indica que el disyuntor está abierto. Esta característica asegura que el M-0420 no enviará una señal de disparo no deseada mientras el generador está fuera de línea (fuera de servicio) tal como cuando se lleva fuera de marcha normal. Por tal motivo la entrada de estado 52b debe ser conectada en esta opción.

6.5.0.0 Aplicaciones del Relevador Digital Multifunción.

Básicamente el Relevador Digital Multifunción M-0420 puede ser utilizado para tres clases de aplicaciones de protección en los sistemas generadores de potencia eléctrica, las cuales dependerán de los tipos de suministros de las distintas centrales generadoras. Los tipos de suministros pueden resumirse, en general, como:

- a) Suministro directo a distribución con uno o varios generadores en paralelo en isla; como ejemplo podemos citar los ingenios y otras instalaciones de nuestro país, que poseen sus unidades generadoras para su suministro propio.
- b) Suministro directo a distribución con uno o varios generadores en paralelo sincronizados a un sistema de gran potencia, como el caso de las plantas a diesel de San Miguel (Planta el Jalacatal), en la cual cinco generadores están acoplados a un bus de distribución de 46 KV.

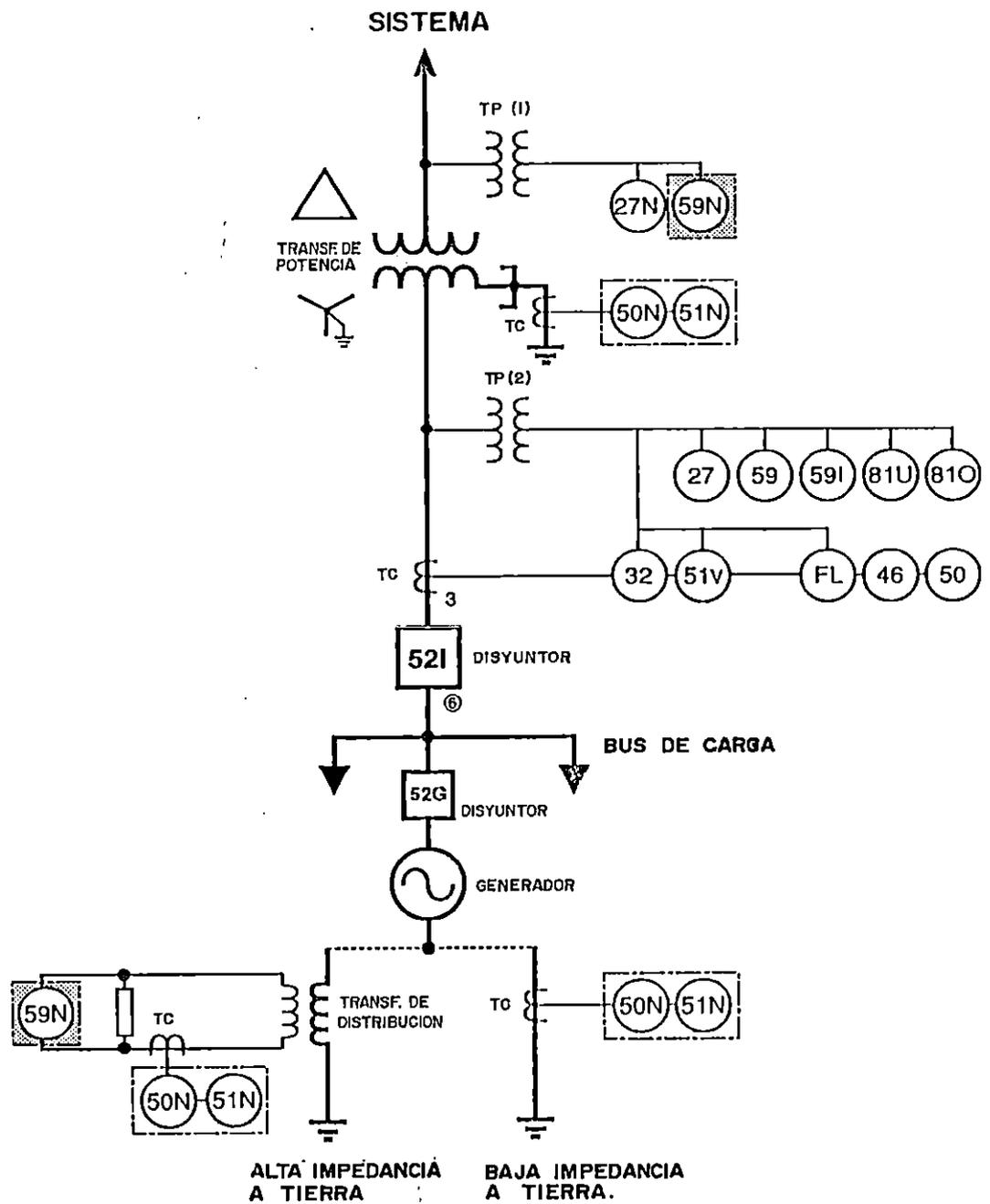


Figura 6.1. Diagrama unifilar del esquema de protección para interconexión.

- c) Suministro de transmisión por línea de alta tensión, como el sistema eléctrico nacional (CEL) que transmite a las diferentes subestaciones a nivel de 115 KV y 230 KV y, de éstas las subtransmite a los niveles de 46 KV, 37.5 KV y 23 KV a las diferentes distribuidoras eléctricas.

En la Figura 6.1 se presenta el diagrama unifilar de Protección de Interconexión usando el relevador M-0420. En este esquema podemos observar las distintas aplicaciones de las funciones de protección de dicho relevador, las cuales brindan protección eléctrica tanto al generador como al transformador.

La conexión para el transformador de voltaje (1), puede ser en cualquiera de las dos formas, delta rota o monofásico. La conexión del transformador de voltaje (2), puede ser en Y, Delta abierta o Delta (ver Anexo C).

Debido a que solamente se tiene una entrada de voltaje neutro y una entrada de corriente neutro en el Relevador Digital Multifunción, las funciones 59N y 50N/51N respectivamente, solo pueden ser conectadas en una sola localidad de las dos mostradas en la Figura 6.1, pero no en ambas simultáneamente.

La función FL detecta la pérdida de fusible del transformador de instrumento de voltaje, y el Relevador Digital Multifunción M-0420 disparará e iniciará la reconexión del disyuntor 52I. Esta última función (79-Reconexión), puede ser utilizada en forma opcional.

Este tipo de protección es recomendable utilizarlo en aquellas centrales donde la generación es en isla y son de mediana potencia, ya que un solo relevador multifunción puede darle protección externa a varios generadores conectados a un bus de carga y a la vez al transformador de distribución; y su esquema de protección se vuelve relativamente económico.

Es de considerar, en este esquema, si la potencia es superior a los 5 MVA, la instalación de un relevador diferencial para el transformador de distribución.

En la Figura 6.2 se ilustra el diagrama trifilar de la capacidad de protección de interconexión del relevador digital multifunción, donde se detallan los puntos de conexión de las diferentes magnitudes eléctricas desde los transformadores de instrumento.

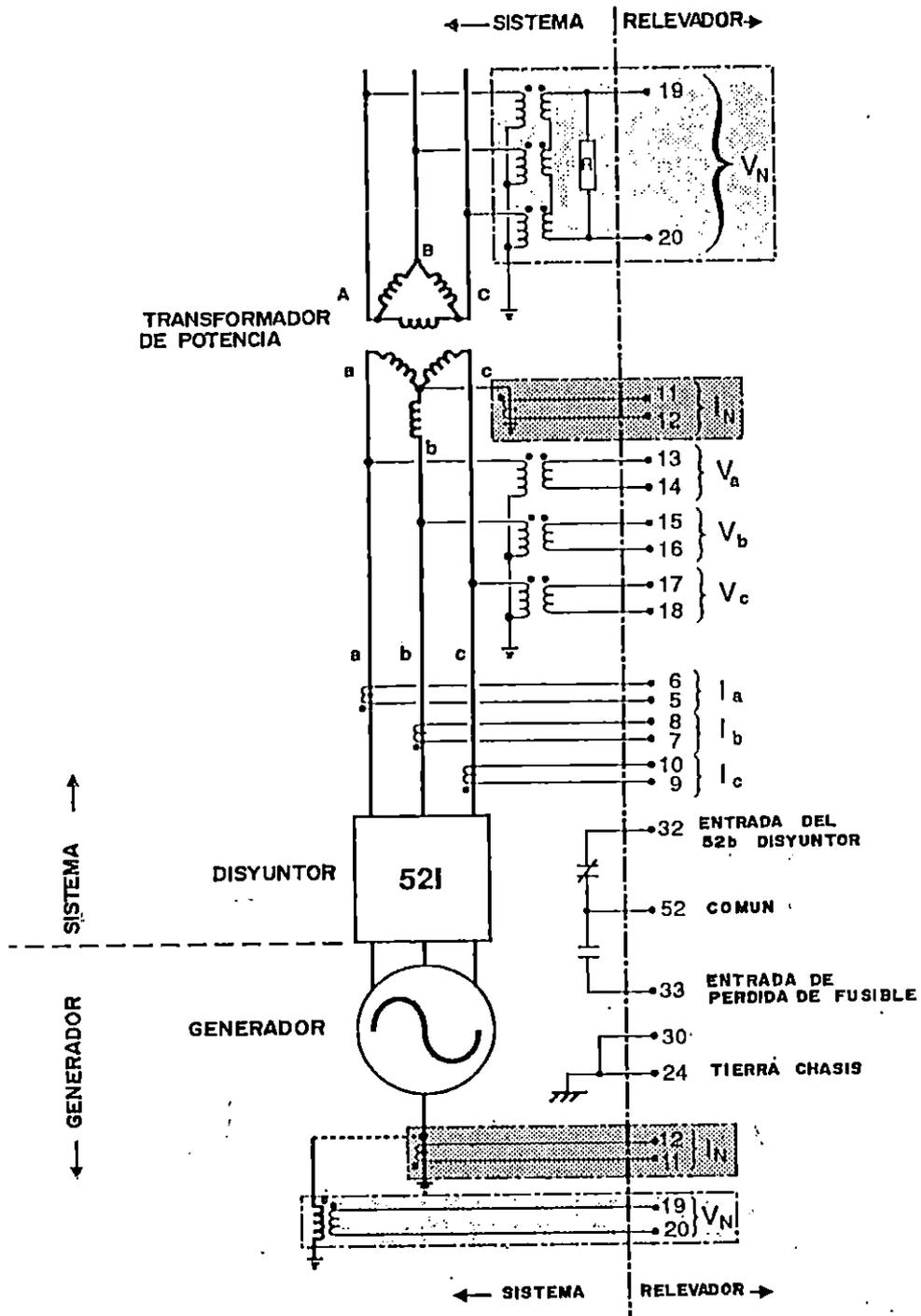


Figura 6.2. Diagrama trifilar de la protección para interconexión.

En la Figura 6.3 se presenta el diagrama unifilar de la Protección de Generador, usado con el relevador M-0420 donde se muestra la capacidad de protección.

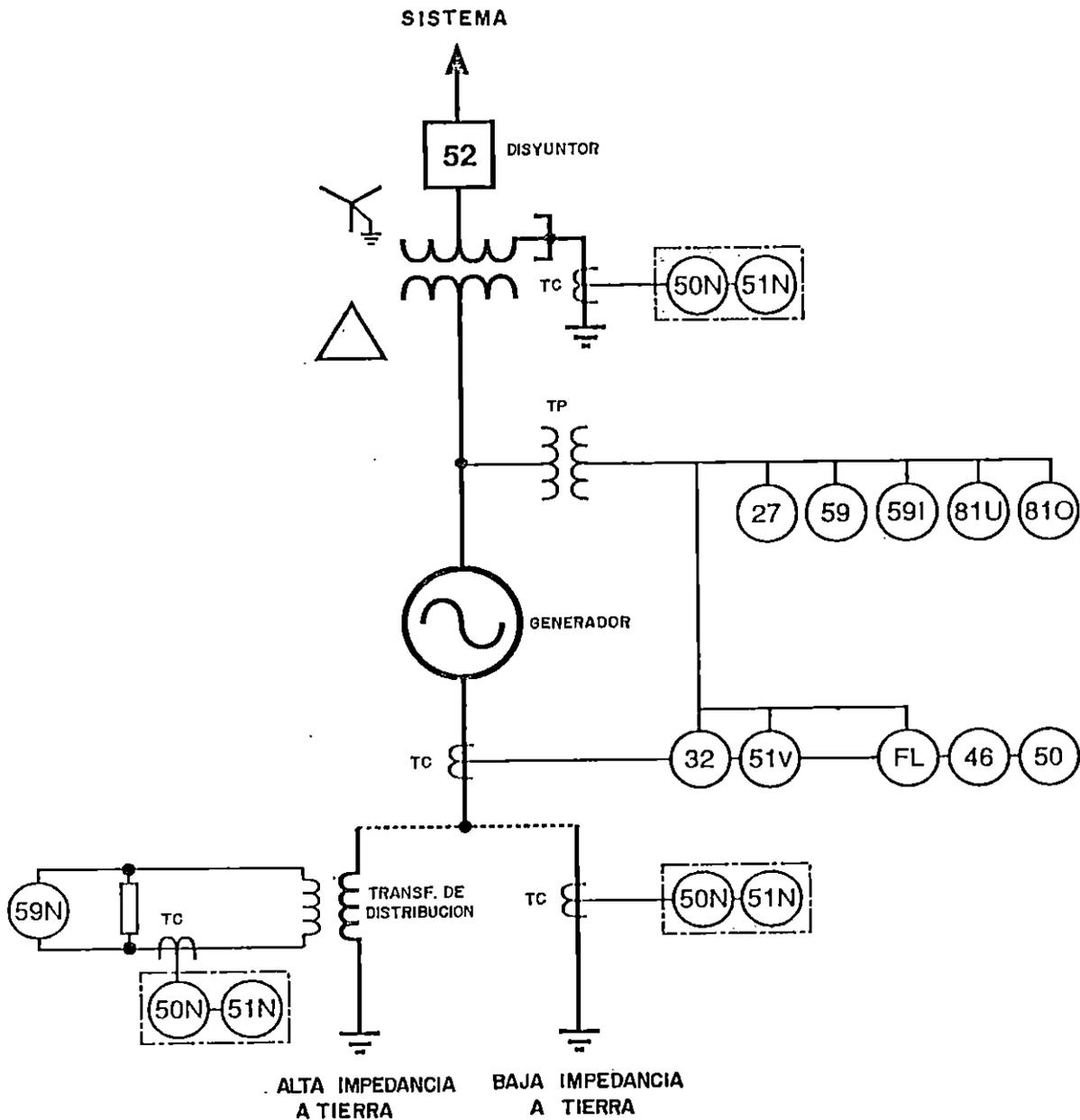


Figura 6.3. Diagrama unifilar del esquema de protección para generadores eléctricos.

Este esquema de protección es recomendado para las centrales generadoras eléctricas de mediana y gran potencia sincronizadas con un sistema de alta potencia; ya que éstos, el sistema de protección que utilizan es por zonas, donde el generador, el transformador, los buses, y la línea de transmisión poseen sus respectivos esquemas de protección. Por esto, en estas condiciones el relevador M-0420 puede ser utilizado como protección externa sólo del generador.

También, es recomendable en aquellos sistemas especiales, donde el generador está acoplado directamente a la línea de distribución, sin transformador de interconexión (el M-0420, puede ser utilizado en este esquema siempre y cuando sea factible económicamente).

En la Figura 6.4, podemos observar el diagrama trifilar para la protección de generadores, señalándose además los puntos de conexión del relevador digital multifunción de las magnitudes eléctricas necesarias desde los transformadores de instrumento.

También es posible combinar las dos capacidades de protección mencionadas anteriormente (Protecciones de Interconexión y de Generador), utilizando varios relevadores M-0420, para una central generadora que cuente con mas de un generador, como se muestra en la Figura 6.5.

El Relevador Digital Multifunción M-0420 puede tener otro tipo de aplicación que no sea la protección de generador; por sus múltiples funciones de protección las cuales están contenidas en una sola unidad. Como se ha mencionado en algunos apartados anteriores del Capítulo V, las funciones de protección del relevador M-0420 pueden ser escogidas (habilitadas) dependiendo del esquema de protección al cual se aplicará. Entonces, partiendo de esto, se considera que el Relevador M-0420 pueda ser utilizado para un esquema de Protección de Línea de Distribución, habilitando las funciones de protección requeridas o necesarias para el esquema en mención; no así para protección de línea de transmisión, ya que éste está estructurado en un esquema de protección distinto, el que se diseña en base a otras funciones de protección diferentes a las contenidas en el Relevador M-0420.

La Figura 6.6 muestra el diagrama unifilar para un esquema de Protección de Línea de Distribución, donde se ilustran las capacidades de protección para éste, del relevador M-0420. La Figura 6.7 muestra el diagrama trifilar para este mismo esquema, donde se dan a conocer los puntos de conexión de las magnitudes eléctricas desde los transformadores de instrumento a las entradas del relevador M-0420 en su panel trasero.

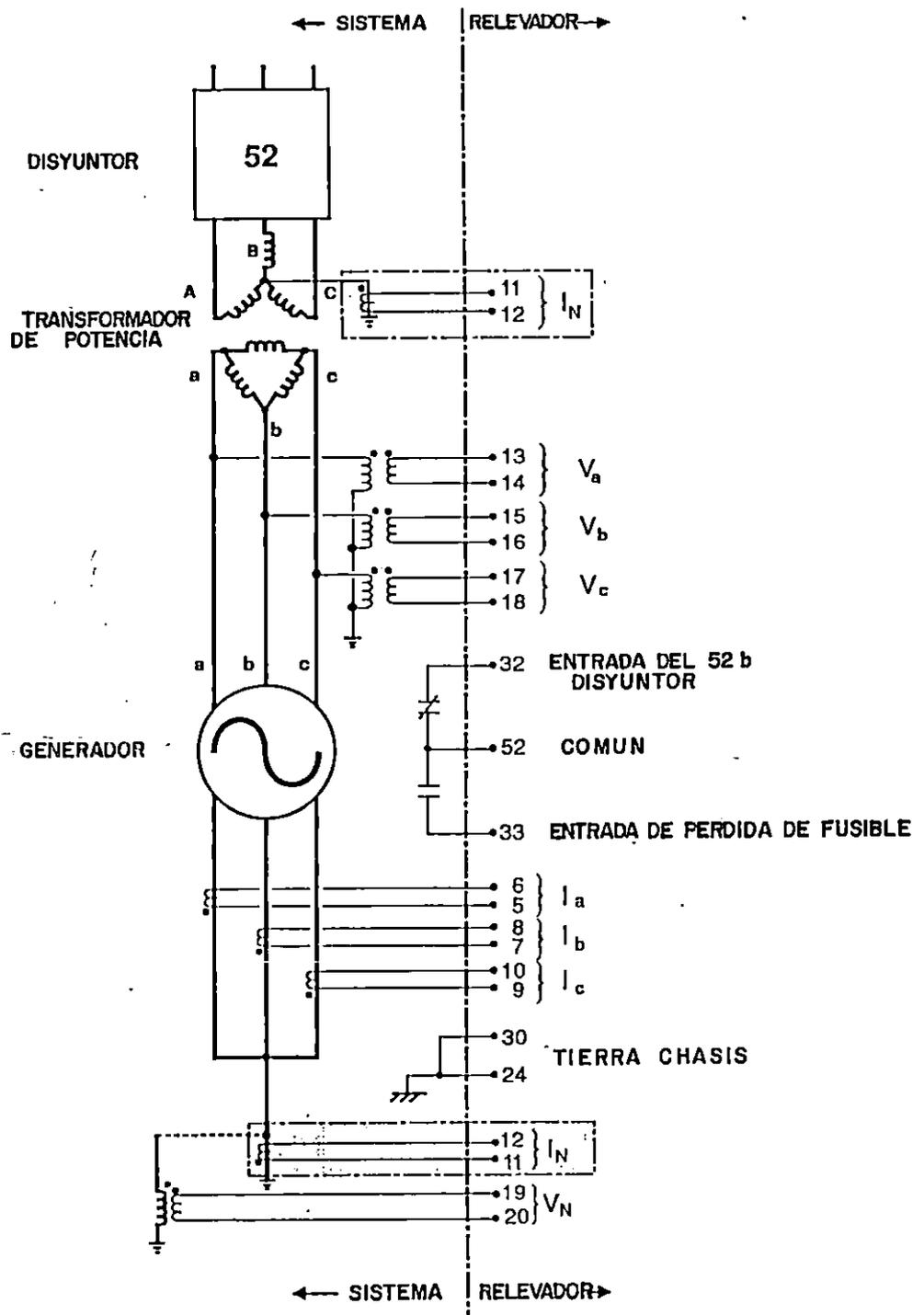


Figura 6.4. Diagrama trifilar de la protección para generadores.

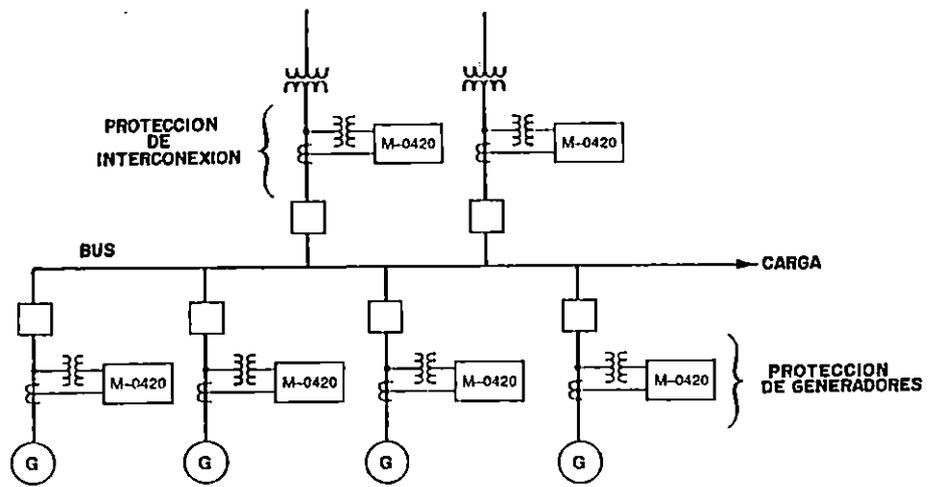


Figura 6.5. Diagrama unifilar de protección de generadores e interconexión.

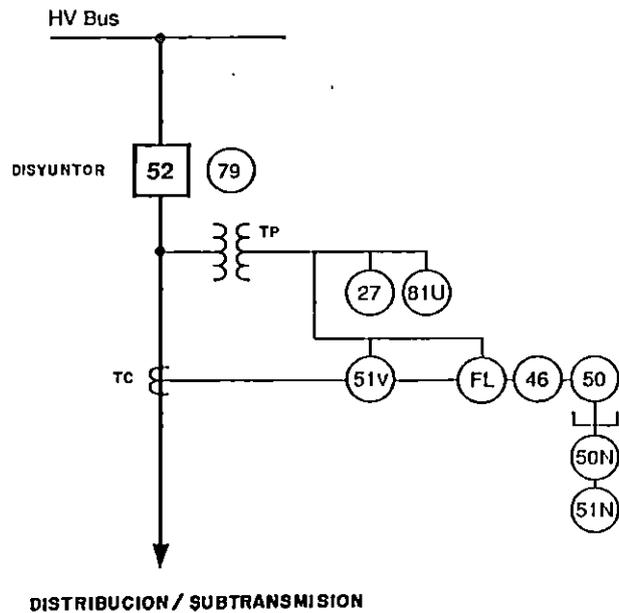


Figura 6.6. Diagrama unifilar del esquema de protección de línea de distribución.

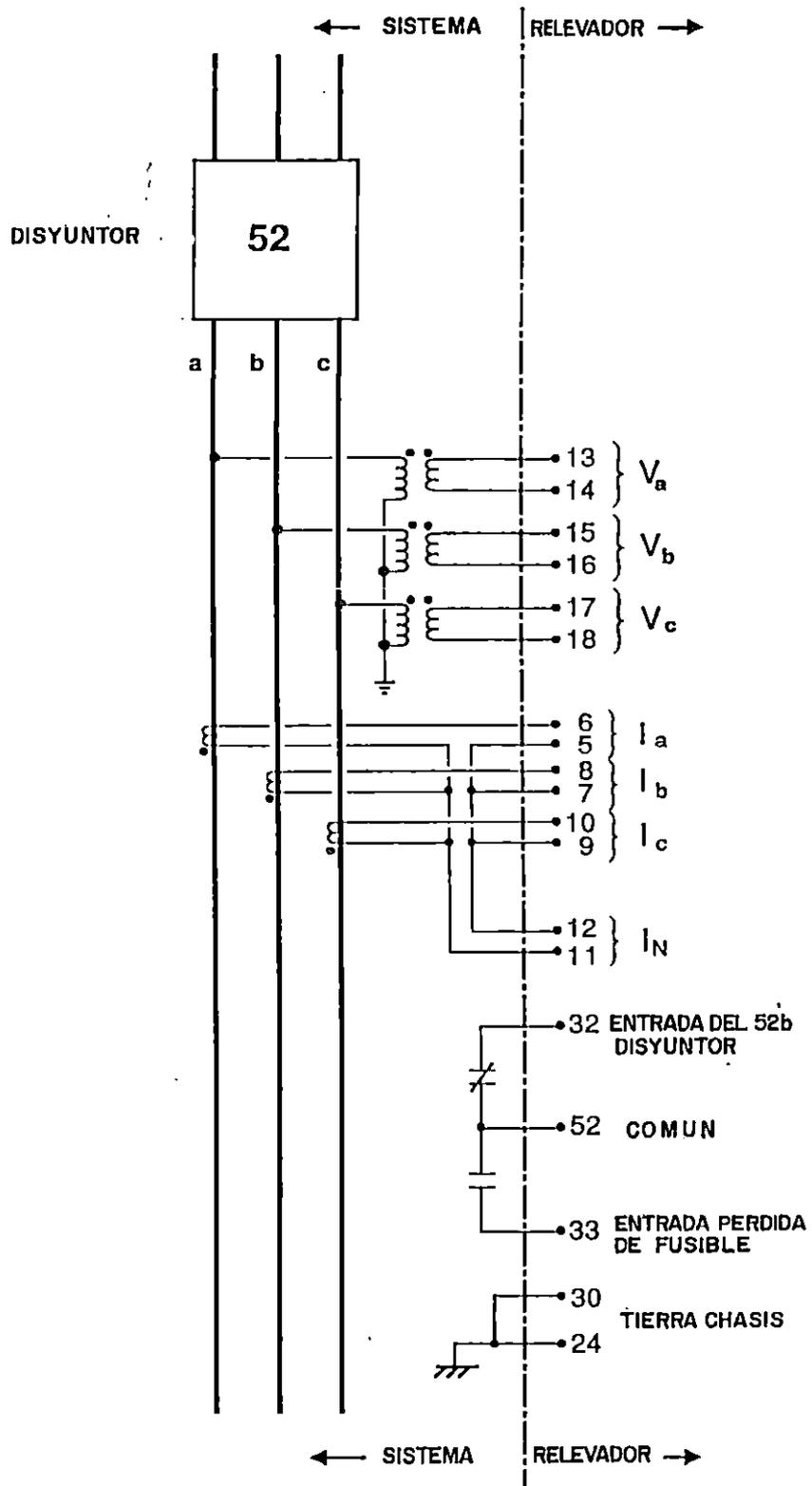


Figura 6.7. Diagrama trifilar para el esquema de protección de línea de distribución.

Las lógicas de disparo utilizadas por el Relevador Digital Multifunción M-0420, para las distintas aplicaciones de los esquemas de protección antes mencionados se muestran en el Anexo D.

6.6.0.0 Funciones relevadoras de protección.

Las funciones de protección del Relevador Digital Multifunción M-0420, se describen individualmente en este apartado, observándose algunas consideraciones de carácter técnico y además algunas recomendaciones para la programación de algunas de las funciones con sus diferentes niveles de operación, para lograr el uso eficiente del M-0420, además de su optimización.

6.6.1.0 Funciones de sobrefrecuencia/baja frecuencia. 810/81U.

Quando se aísla repentinamente del sistema, una fuente de generación, la frecuencia cambia rápidamente de 60 Hz, haciendo de la medición de frecuencia una excelente forma para detectar la condición de aislamiento. Si el único propósito es detectar la condición de aislamiento, los relevadores de frecuencia 810 y 81U pueden ser programados para operar a 60.5 Hz y 59.5 Hz, respectivamente (en un sistema de 60 Hz) con un tiempo de retraso de alrededor de 6 ciclos.

Una segunda forma, no obstante, defiende que la fuente de generación no debería ser separada del sistema de servicio en el lado de baja mientras la frecuencia permanece en 59.5 Hz. Este concepto sigue la premisa que si la caída en frecuencia es debida a una mayor pérdida de generación del sistema, es en este preciso momento que todas las fuentes de generación disponibles deben mantenerse en línea para evitar un colapso total del sistema. Si este es el objetivo, puede ser útil programar una de las características de baja frecuencia a un valor desde 57.5 hasta 58.0 Hz con un tiempo de retraso muy corto, pero permitiendo que se mantenga una frecuencia más alta, como 59.0 Hz por unos cuantos segundos.

6.6.2.0 Funciones de sobrevoltaje y bajo voltaje. 59/27.

De la misma forma que la frecuencia, el voltaje es comúnmente utilizado como un parámetro eficiente para proteger contra el aislamiento. Notablemente, a menos de que la fuente de generación de un sistema incluya una respuesta de excitación de generación de muy alta velocidad, el caso de aislamiento donde la carga es menor que la generación,

resultará en un incremento rápido de voltaje, con el potencial suficiente para dañarlo debido al sobrevoltaje. El voltaje permanecerá esencialmente sinusoidal, excepto para los sistemas propensos a la ferorrresonancia, haciendo el uso de la medición rms, apropiada para estas funciones.

Una sugerencia del IEEE es que los relevadores de bajo voltaje sean puestos a un 90% o a un 95% del voltaje nominal (de acuerdo con el límite más bajo permitido para suministro de los consumidores) con un tiempo de retraso de 1 segundo para prevenir una operación incorrecta de una caída de voltaje causada por una falla externa. La operación instantánea de sobre voltaje se sugiere ser puesta con el primer punto de referencia (con un tiempo de retraso corto) a un 150% del voltaje nominal, y el segundo punto de referencia (con un tiempo de retraso largo) puesto de un 106% a 110% del voltaje nominal, para prevenir disparos inadecuados.

Es de hacer notar, que cuando se escoge 69.3 V para voltaje secundario del VT, los 69.3 V se convierten internamente a 120 V (1 pu) para todos los cálculos y propósitos de programación y muestra en pantalla. Por ejemplo, si un pickup de 73 V (1.1 pu) se desea cuando se ha escogido 69.3 V para voltaje secundario del VT, éste se presentará en pantalla y será introducido como 126.4 V (1.1 pu sobre la base de 120 V).

6.6.3.0 Función de sobrevoltaje pico. 59I.

Como es sabido, un relevador de sobrevoltaje opera basado en el valor rms del voltaje. Existe, sin embargo, un fenómeno del sistema conocido como ferorrresonancia, el cual puede ocurrir en un sistema aislado ligeramente cargado. Como su nombre lo indica, un sistema experimentando ferorrresonancia, está en resonancia, pero la inductancia es altamente no lineal, variando en la misma forma en que el núcleo del transformador entra en un ciclo de saturación magnética. En este momento, la forma de onda de voltaje se esperará que sea muy rica en armónicos, al punto que es posible que el voltaje pico de una onda no sinusoidal será peligrosamente alto, aún cuando el valor rms del mismo voltaje permanezca en un rango aceptable.

Debido a que es necesario describir el voltaje para este propósito en términos del valor pico del voltaje (no rms), es conveniente definir los parámetros de los puntos de referencia en por unidad del valor pico de la forma de onda sinusoidal nominal. Entonces, con el valor pico de una onda seno de 120 V nominal, siendo $120\text{ V} \times \sqrt{2} = 170\text{ V}$, una programación de 1.2 pu iniciaría la acción de disparo a $1.2 \times 170\text{ V} = 204\text{ V}$, justo en el instante de detección. Nótese

que, debido a la forma de onda de voltaje no sinusoidal esperada, el valor rms de este voltaje no puede ser calculado simplemente como $204 \text{ V} / \sqrt{2} = 144 \text{ V}$, pero puede ser mucho menor que ese valor. Una sugerencia es que esta función sea programada entre 1.3 y 1.5 en por unidad con el tiempo de retraso programado a operar muy rápidamente, por ejemplo, un retraso a menos de 10 ciclos.

Es de tener en cuenta que cuando se utiliza 69.3 V para el voltaje secundario del VT, el voltaje pico de 1 pu es equivalente a $69.3 \text{ V} \times \sqrt{2} = 98 \text{ V}$.

6.6.4.0 Funciones de sobrevoltaje a neutro y bajo voltaje a neutro. 59N/27N.

Estos dispositivos pueden ser adaptados de varias formas, dependiendo del lugar en el circuito y el objetivo de protección.

El dispositivo 59N es muy efectivo para detectar fallas a tierra del generador cuando el aterrizaje de la impedancia neutra del generador se usa en conjunto con un transformador de distribución. En tal sistema de aterrizaje de alta impedancia, las fallas a tierra en el sistema primario inducirán voltajes de secuencia cero en el generador debido al acople capacitivo entre los devanados del transformador. Si el voltaje de acople fuese más grande que el pickup del relevador 59N, deberá usarse un tiempo de retraso para permitir que los relevadores de neutro primarios despejen la falla en el lado de alta.

Para una buena sensibilidad de falla, el pickup de la función 59N deberá ser de alrededor de 10 a 16 voltios. Sin embargo, debido a que el tercero y otros más altos armónicos del voltaje, los cuales normalmente aparecen en el neutro del generador, pueden fácilmente exceder este valor, estos deben ser filtrados o el relevador, de otro modo, ser insensitivo a ellos. Adicionalmente, una porción mayor de los devanados del estator del generador pueden ser protegidos programando la función 59N solamente a la frecuencia fundamental. Por estas razones las funciones 59N y 27N del M-0420 responden solamente a la componente de la frecuencia fundamental mientras rechaza todos los armónicos (esto es cierto a pesar de la programación del interruptor DIP 8 de la configuración interna. Ver Capítulo V, Figura 5.25).

Otras aplicaciones de las funciones 27N y 59N, mostradas en las Figuras 6.8 y 6.9, son para detectar fallas a tierra en el lado de la red de servicio del transformador de potencia. Los esquemas de protección se aplican basados usando uno o tres VT's.

6.6.4.1 Detección de falla a tierra usando la función 59N y VT's en delta rota.

La función 59N puede ser usada para detectar sistemas desbalanceados de voltaje de fase en conjunto con tres VT's. Para hacer esto, los secundarios de los VT's son conectados en delta rota, por ejemplo, ellos estan en delta excepto que una esquina está abierta, y el dispositivo 59N es incertado como se ilustra en la Figura 6.8.

En este caso, el voltaje en el dispositivo 59N, será cero mientras los voltajes de las tres fases estén balanceados, pero se elevará sobre cero con cualquier condición desbalanceada de secuencia cero, como se espera con cualquier falla a tierra del sistema.

Cuando el burden del relevador es pequeño, los transformadores en este esquema estarán sujetos a ferrorresonancia y oscilaciones de alto voltaje, a menos que se use un resistor en paralelo con el dispositivo relevador. El resistor amortiguará altos transitorios de oscilaciones de voltaje y usualmente mantendrá valores pico a menos de dos veces el voltaje de cresta normal a tierra.

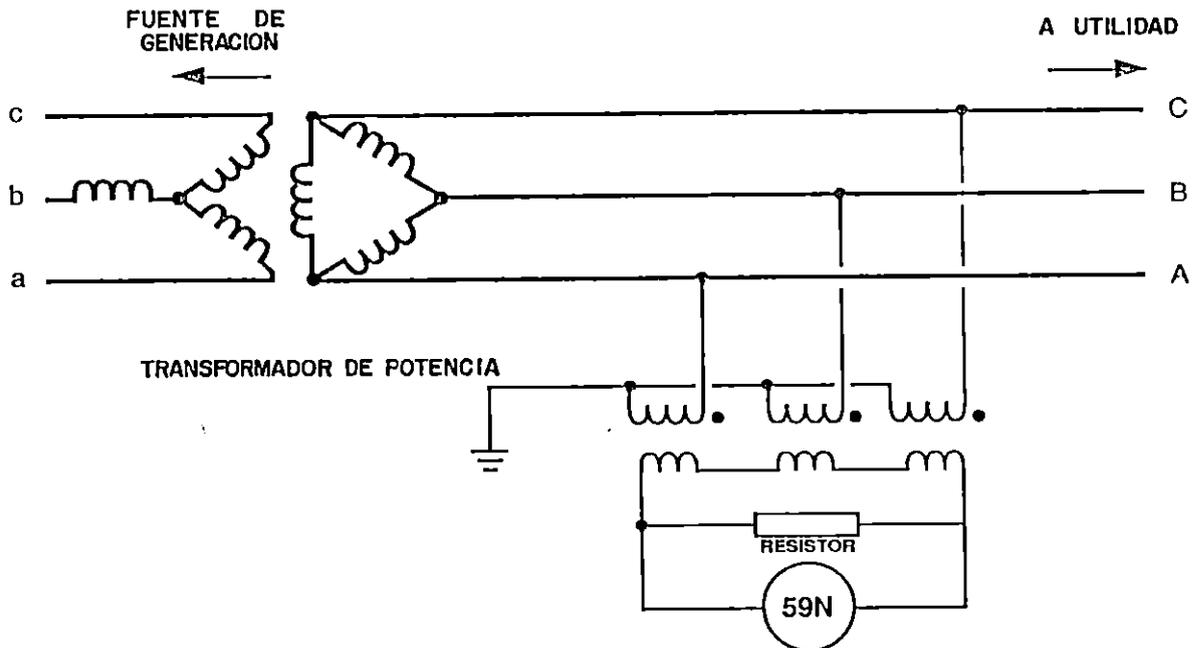


Figura 6.8. Detección de falla a tierra usando la función 59N y VT's en delta rota.

6.6.4.2 Detección de falla a tierra usando las funciones 27N y 59N con un VT.

Un esquema alternativo, usa los dispositivos 27N y 59N con un VT, el cual es considerado para voltajes de línea a línea, pero el cual es conectado de cualquier fase a tierra como se muestra en la Figura 6.9. Este esquema detectará el mayor número de fallas comunes de línea a tierra, de la siguiente manera:

- a) Una falla en la fase que incluye el VT empujará a que el voltaje de fase baje e inicie la operación del dispositivo 27N.
- b) Una falla en cualquier fase sin el VT resultará un voltaje de línea a línea (o $\sqrt{3}$ x Voltaje Nominal) a que aparezca en el VT, iniciando la operación del 59N.

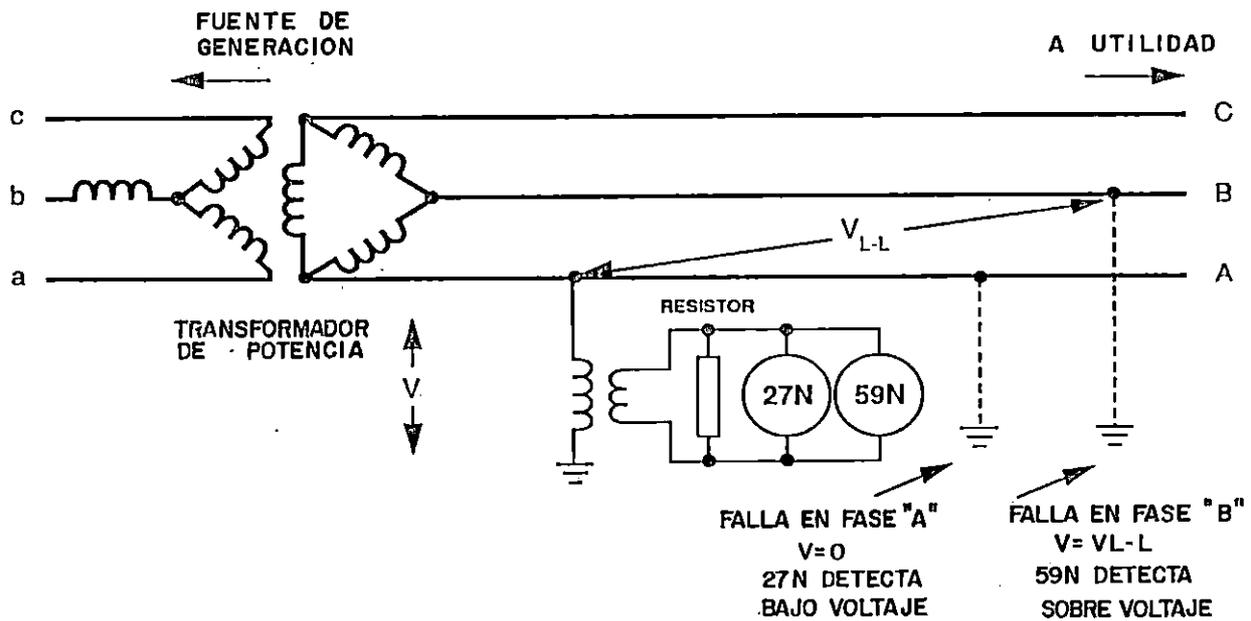


Figura 6.9. Detección de falla a tierra usando las funciones 27N y 59N con un VT.

Para que este esquema trabaje, la capacitancia a tierra de las líneas deben estar muy cercanamente balanceadas y lo suficientemente alta para mantener el neutro del sistema muy cerca del potencial de tierra. El resistor paralelo ayuda a minimizar el riesgo de ferrorresonancia o inversión neutra.

Este esquema deberá usarse con cautela, ya que puede resultar en sobrevoltajes altos debido a la ferrorresonancia.

6.6.5.0 Función de sobrecorriente de tiempo inverso, trifásico con control de voltaje o restricción de voltaje. 51V.

Los relevadores de sobrecorriente de tiempo, uno por fase, son básicos para cualquier esquema de protección. Este es el dispositivo principal usado para disparar circuitos selectivamente, y coordinado en tiempo con otros dispositivos.

Para esta función, se incluyen cuatro series completas de características de disparo de tiempo inverso con las cuales puede trabajarse para definir los puntos de operación de las funciones relevadoras de sobrecorriente y, están basadas en las curvas CO y COV de la firma Westinghouse. Esto le permite al usuario, utilizar todas las mismas descripciones y la nomenclatura la cual es tradicionalmente usada con relevadores electromecánicos. Así, las cuatro familias de curvas a ser escogidas son Tiempo Definido, Tiempo Inverso, Tiempo Muy Inverso y Tiempo Extremadamente Inverso, las cuales se relacionan con el grado de inclinación (pendiente) de las curvas características básicas.

Dentro de cada familia, el operador puede escoger y programar el Tap Setting y el Time Dial de igual manera como se hace para los dispositivos electromecánicos. Las curvas disponibles para uso se muestran en las Figuras 6.10 a la 6.13; las curvas se muestran para 1.5 a 20 veces los múltiplos del Tap Setting. (Debe agregarse un ciclo adicional en el tiempo de retraso a estas curvas para obtener el tiempo de operación del relevador. Para corrientes más allá de 20 veces el Tap Setting, el tiempo de operación del relevador es el mismo que el tiempo para 20 veces el Tap Setting).

Las programaciones particulares serán hechas por información de estudios de cortocircuito (fallas) y conocimiento de los requerimientos de coordinación con otros dispositivos del sistema que responden a sobrecorriente de tiempo.

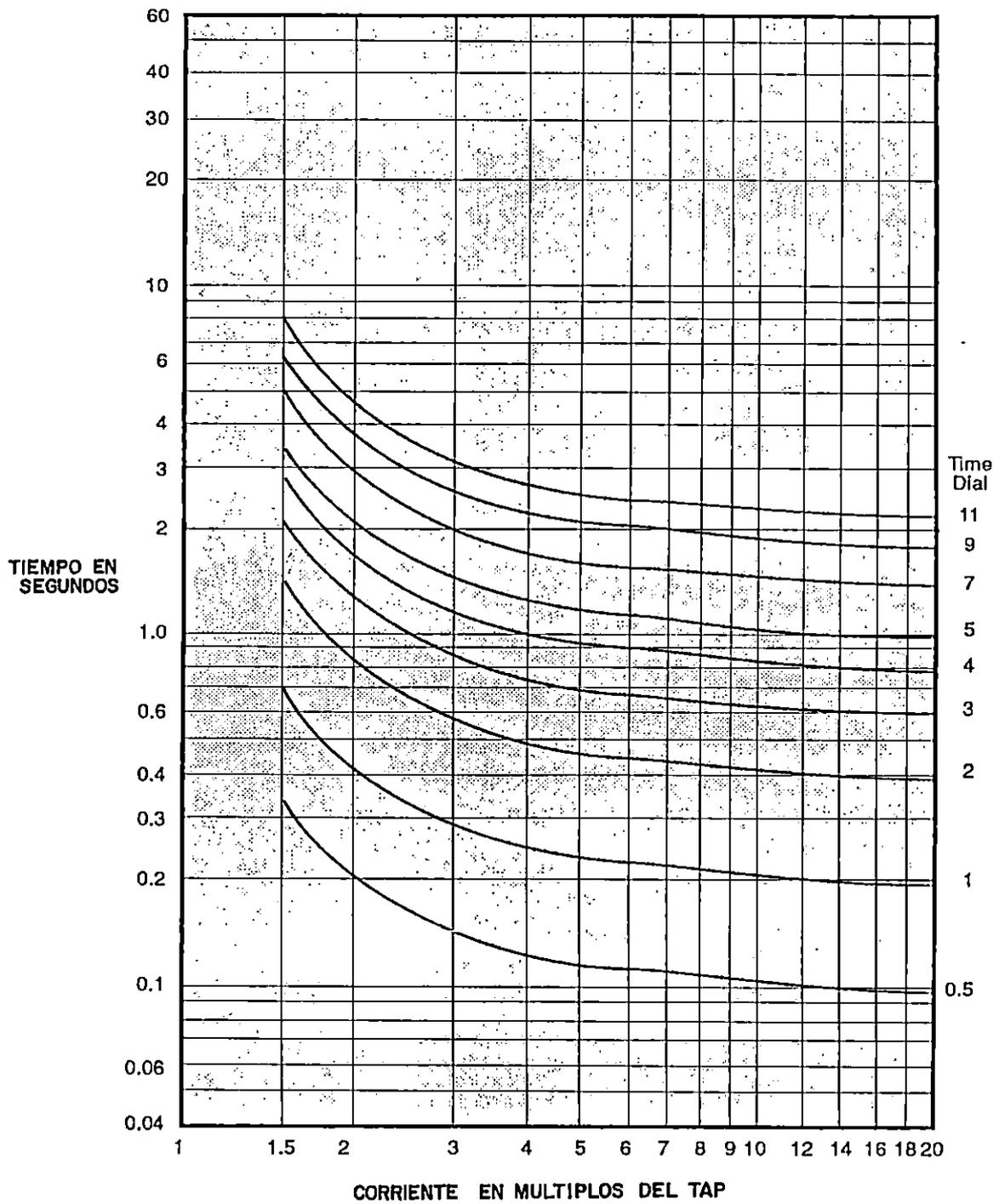


Figura 6.10. Curva de sobrecorriente de tiempo definido.

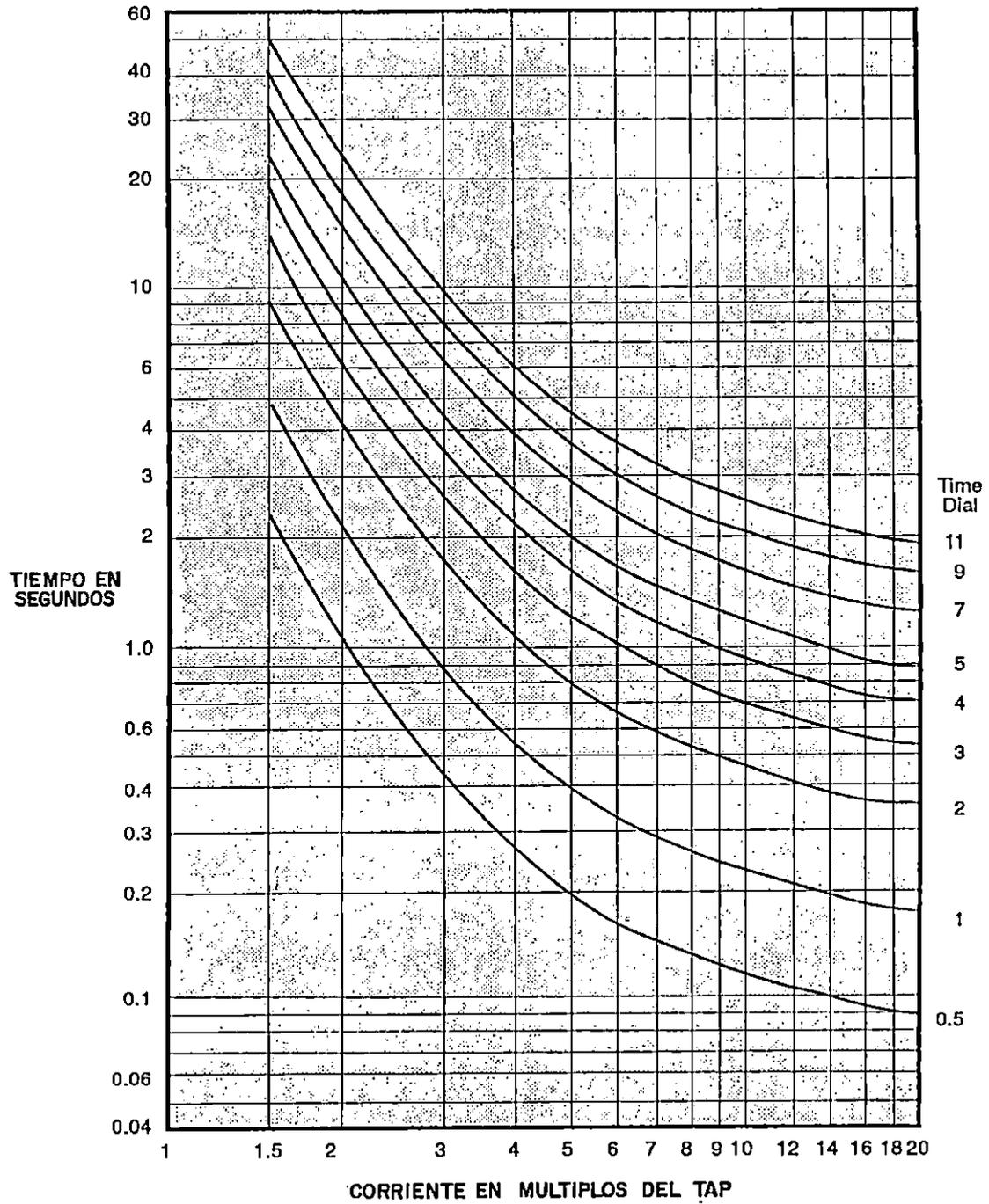


Figura 6.11. Curva de sobrecorriente de tiempo inverso.

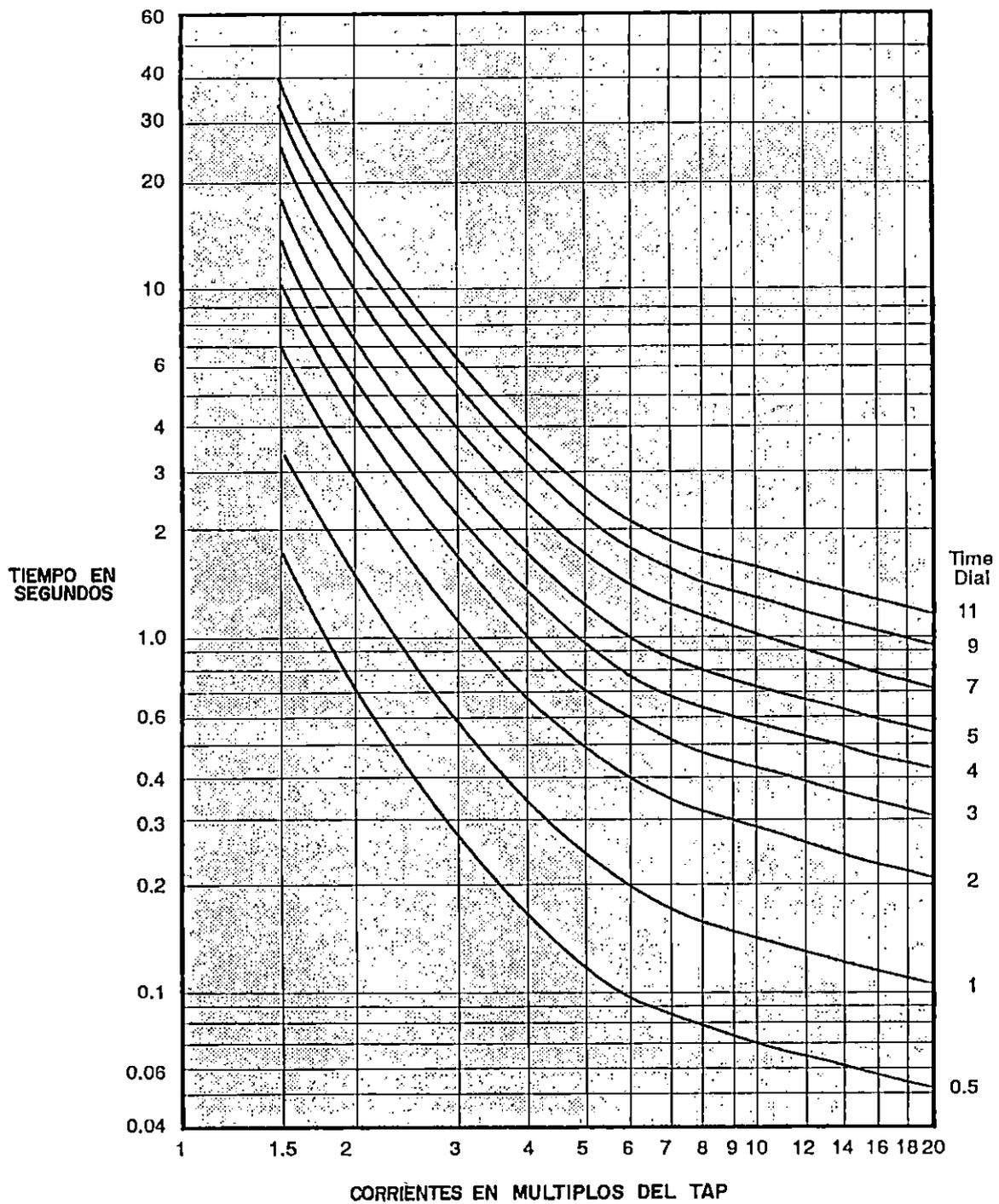


Figura 6.12. Curva de sobrecorriente de tiempo muy inverso.

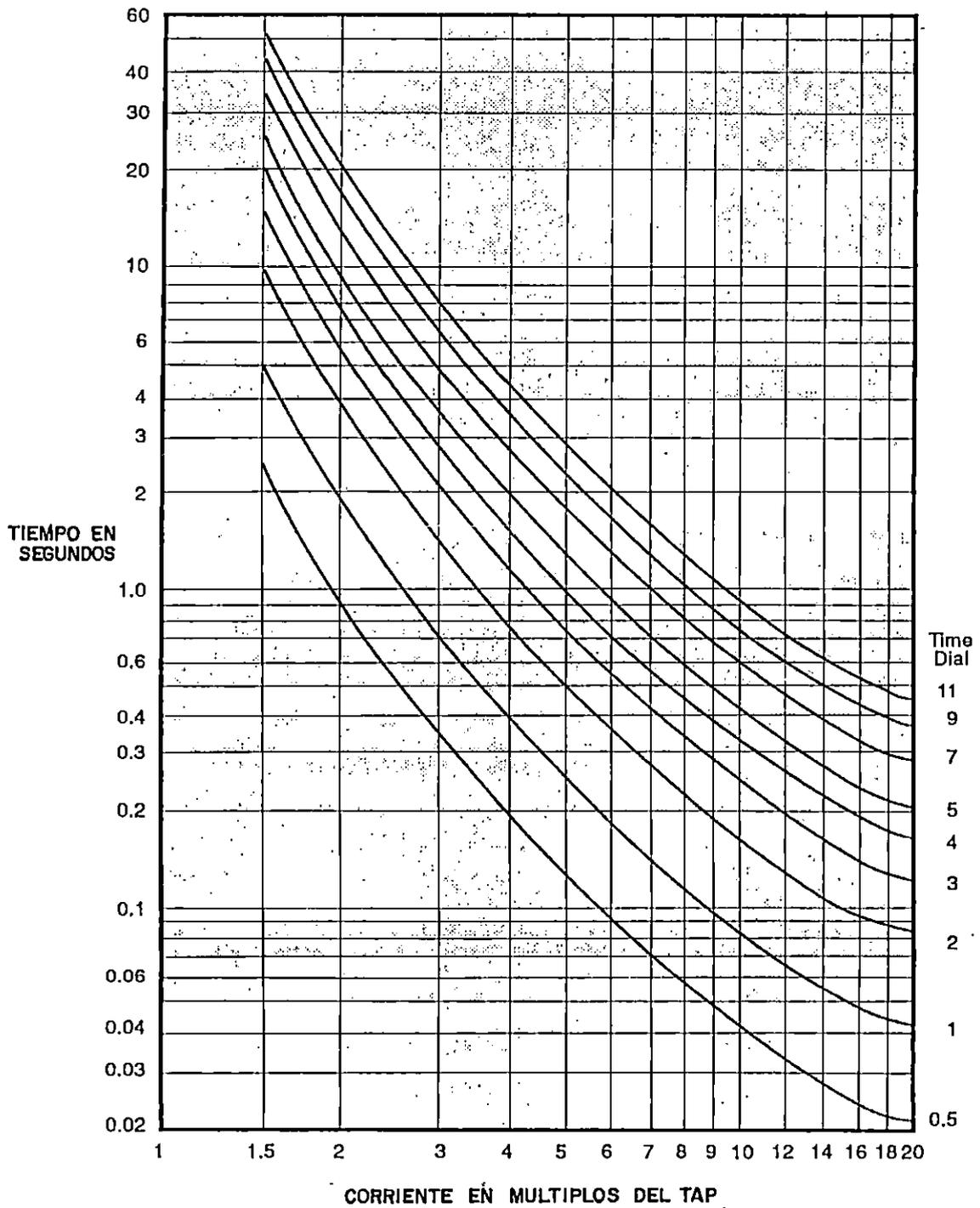


Figura 6.13. Curva de sobrecorriente de tiempo extremadamente inverso.

Una característica única de este relevador concierne el cálculo de la corriente usada para el disparo. La corriente se obtiene de un cálculo de rms, pero para selección del usuario se calculará basado en (incluyendo o no) la contribución de los armónicos al valor. Puesto que no está bien establecido por la industria, en todo caso, el cálculo debería basarse simplemente sobre la componente de la frecuencia fundamental o un rango de frecuencia más ancho. Una simple programación del interruptor DIP permite al operador seleccionar cualquiera de ellos.

La función de sobrecorriente de tiempo inverso puede ser con voltaje controlado (VC) o con voltaje de restricción (VR). Cuando se selecciona restricción de voltaje, el Tap Setting del 51VR se modifica continuamente de acuerdo a las entradas de voltaje como se muestra en la Figura 6.14. El relevador continúa operando independientemente de la disminución de corriente en la máquina. La función de restricción de voltaje es bien adaptada para pequeños generadores con constantes de tiempo relativamente cortos. Cuando el generador se conecta al sistema a través de un transformador delta-estrella, deben usarse voltajes propios (Equivalentes al lado de alta del transformador), para las funciones 51VR o 51VC. El M-0420 puede internamente determinar los voltajes equivalentes del lado de alta del transformador delta-estrella, protegiendo los transformadores de instrumento auxiliares. Los pares de voltaje-corriente se muestran en la Tabla 6.1.

Para operación de voltaje controlado, la función no se activa a menos que el voltaje esté abajo del punto de referencia del control de voltaje, el cual puede ser usado para ayudar a confirmar que la sobrecorriente es debida a una falla del sistema. Cuando es aplicado, la mayoría de los usuarios programarán el control de voltaje en el rango de 0.7 a 0.9 en por unidad del voltaje rms.

Tabla 6.1. Pares voltaje-corriente para transformador delta-estrella.

| GENERADOR CONECTADO DIRECTAMENTE | | | GENERADOR CONECTADO A TRAVES DE UN TRANSFORMADOR DELTA/ESTRELLA | | |
|----------------------------------|--------------------------|-----------------|---|----------------|--------------------------------|
| CORRIENTE | VOLTAJE | | CORRIENTE | VOLTAJE | |
| | L - N | L - L | | L - N | L - L |
| I _A | $(V_A - V_C) / \sqrt{3}$ | V _{AB} | I _A | V _A | $(V_{AB} - V_{CA}) / \sqrt{3}$ |
| I _B | $(V_B - V_A) / \sqrt{3}$ | V _{BC} | I _B | V _B | $(V_{BC} - V_{AB}) / \sqrt{3}$ |
| I _C | $(V_C - V_B) / \sqrt{3}$ | V _{CA} | I _C | V _C | $(V_{CA} - V_{BC}) / \sqrt{3}$ |

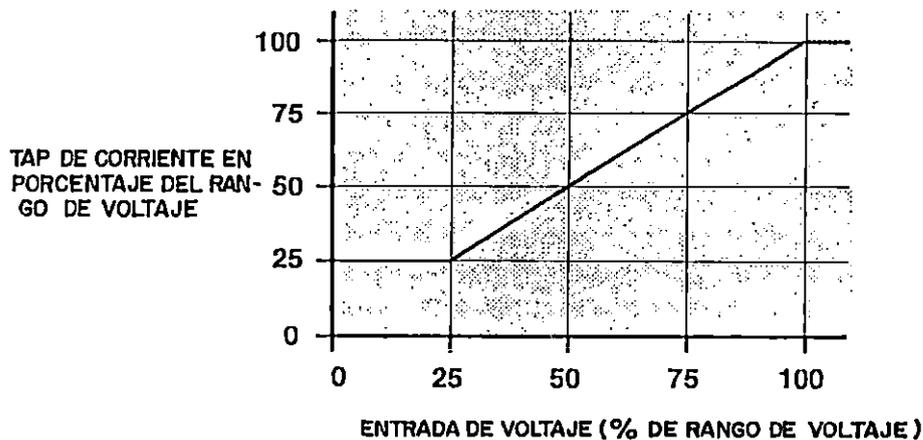


Figura 6.14. Curva característica de voltaje de restricción 51VR

6.6.6.0 Función de sobrecorriente neutro de tiempo inverso. 51N.

Esta función es idéntica en funcionamiento a la función 51V, excepto que, puesto que está diseñada para uso en el neutro, ésta operará por la detección de corrientes desbalanceadas de secuencia cero la cual fluye durante fallas a tierra, y puede ser programada usualmente a un valor más sensitivo que aquellos en las fases individuales. (El control de voltaje o la restricción de voltaje no se provee en el circuito neutro puesto que estos no se necesitan).

Cuando se usa para protección de falla a tierra del generador, la función 51N provee una protección alternativa o protección de falla a tierra de respaldo a la función 59N. Este relevador debe ser programado por encima del valor máximo de la corriente desbalanceada de secuencia cero que normalmente fluye en el neutro del generador. Una programación típica sería de 1.5 a 2 veces el valor promedio de las corrientes desbalanceadas.

Si la función 51N no se usa en el circuito neutro del generador, este puede ser usado para detectar fallas a tierra a través de la bobina de la estrella aterrizada del transformador de potencia, tal como puede apreciarse en los esquemas de las Figuras 6.1 y 6.3.

6.6.7.0 Función de sobrecorriente instantánea y sobrecorriente instantánea a neutro. 50/50N.

Las funciones de sobrecorriente instantánea de fase (50) y sobrecorriente instantánea a neutro (50N) proveen tiempos de disparo rápidos para corrientes de falla altas. Las programaciones para las funciones 50 y 50N deben ser escogidas de tal forma que ellas no respondan a fallas en los sistemas adyacentes. Similar a la función 51N, la función 50N puede ser aplicada al neutro del generador o al neutro del transformador.

6.6.8.0 Función de sobrecorriente de secuencia negativa. 46.

Las fallas desbalanceadas y otras condiciones del sistema pueden causar corrientes trifásicas desbalanceadas en el generador. Las componentes de secuencia negativa de estas corrientes causan corrientes de doble frecuencia en el rotor que pueden conducir a sobrecalentamientos severos y daño del mismo. La función de sobrecorriente de secuencia negativa se programa para operar antes de que se alcance el límite especificado para la máquina. Como se establece por los estándares ANSI, los límites se expresan como:

$$I_2^2 \times t = K$$

donde: I_2 = Corriente de secuencia negativa en múltiplos del Tap Setting.

t = Tiempo de operación del elemento del relevador de secuencia negativa en segundos.

K = Es una constante establecida por el diseño de la máquina (Time Dial).

Tal como ha sido desarrollado en el relevador M-0420, la función de sobrecorriente de secuencia negativa tiene un Tap Setting variable de 1 Amp a 5 Amp y una programación del Pickup variable desde el 5% hasta el 100%. También, el valor de K puede variar desde 1 hasta 95 dependiendo del tipo de generador, haciendo de esta función apropiada para cualquier tamaño de generador.

El retraso mínimo para esta función es programado a 12 ciclos por el fabricante para evitar disparos innecesarios. El retraso máximo puede ser programado por el usuario para reducir los tiempos de disparo para desbalances pequeños. Una característica importante que ayuda a proteger el generador de daños debidos a desbalances recurrentes es una característica de reposición lineal: Cuando I_2 decrece bajo el valor del Pickup, el temporizador de disparo toma cuatro minutos para restablecer desde 100% del nivel de disparo. La figura 6.15 ilustra la característica de tiempo inverso de la función de corriente de secuencia negativa.

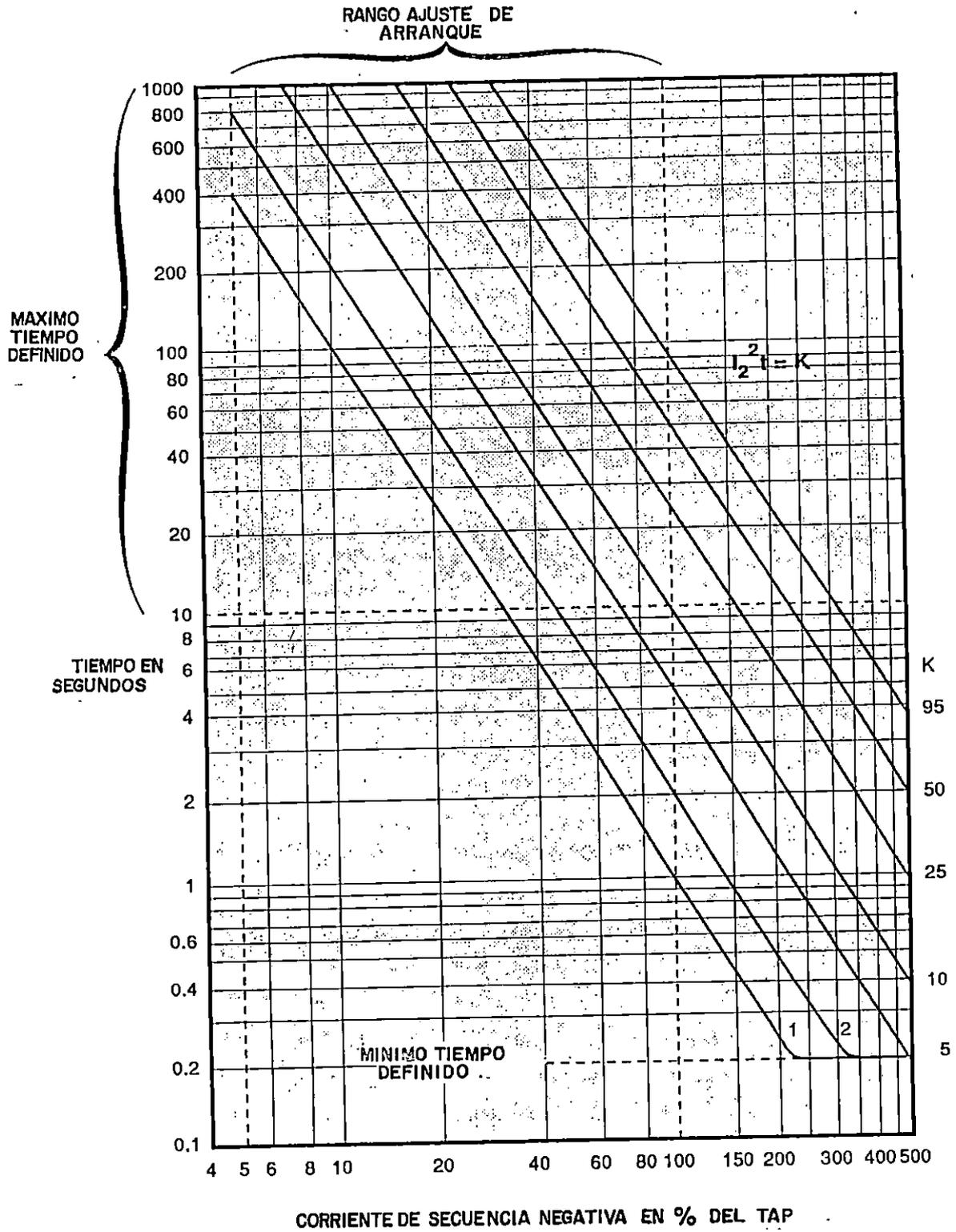


Figura 6.15. Curva característica de sobrecorriente de secuencia negativa de tiempo inverso.

6.6.9.0 Función de potencia direccional. 32.

La implementación de la función de potencia direccional es franca, emitiendo un comando de disparo cuando la magnitud del flujo de potencia (en cualquier dirección que se seleccione) excede el punto de referencia para el tiempo prescrito. Las funciones de sobrepotencia y potencia inversa pueden ser ajustadas individualmente para disparos cuando la potencia trifásica está en el rango de 0.02 p.u. a 3.0 p.u..

La función de potencia inversa tiene una opción monofásica la cual, cuando se selecciona, puede detectar la inversión de potencia en cualquier fase. (Esta función está disponible con la opción de voltaje línea a neutro seleccionada en la configuración interna del interruptor DIP).

El tiempo de retraso mínimo inherente del relevador para una inversión de potencia es 0.75 ciclos (seleccionada escogiendo la programación de alta velocidad), y puede ser ajustada por el usuario hasta un retraso intencional de 8,160 ciclos. Para protección del generador la función de potencia inversa provee protección contra la motorización del generador (potencia fluyendo hacia el generador).

Es de suma importancia que los TC estén conectados con su polaridad en forma correcta para así definir la dirección exacta del flujo de potencia.

Los volt-amperios base en por unidad para la operación de línea a línea y línea a neutro (seleccionada por medio de la configuración interna del interruptor DIP), se obtiene como sigue:

- Opción de voltaje de entrada línea a línea.

a) SECUNDARIO DE LOS VT's A 120V.

$$\begin{aligned} \text{VOLT-AMPERES BASE} &= \sqrt{3} \times V_L \times I_L \\ (1 \text{ p.u.}) &= \sqrt{3} \times 120V \times 5A \\ &\doteq 1,039 \text{ VA} \end{aligned}$$

b) SECUNDARIO DE LOS VT's A 69.3V.

$$\begin{aligned} \text{VOLT-AMPERES BASE} &= \sqrt{3} \times V_L \times I_L \\ (1 \text{ p.u.}) &= \sqrt{3} \times 69.3V \times 5A \\ &= 600 \text{ VA} \end{aligned}$$

Estos volt-amperes son usados como el valor base (1 p.u.) para las funciones del relevador de sobrepotencia y potencia inversa y para el despliegue en pantalla de la potencia real y reactiva.

- Opción de voltaje de entrada línea a neutro.

La función de sobrepotencia y el despliegue en pantalla de la potencia real y reactiva usa volt-amperes trifásicos como la base:

a) SECUNDARIO DE LOS VT's A 120V.

$$\begin{aligned} \text{VOLT-AMPERES BASE} &= 3 V_{\text{FASE}} \times I_{\text{FASE}} \\ (1 \text{ p.u.}) &= 3 \times 120\text{V} \times 5\text{A} \\ &= 1,800 \text{ VA} \end{aligned}$$

b) SECUNDARIO DE LOS VT's A 69.3V.

$$\begin{aligned} \text{VOLT-AMPERES BASE} &= 3 \times V_{\text{FASE}} \times I_{\text{FASE}} \\ (1 \text{ p.u.}) &= 3 \times 69.3\text{V} \times 5\text{A} \\ &= 1,039 \text{ VA} \end{aligned}$$

La función de potencia inversa tiene opciones monofásicas/trifásicas. Los volt-amperes base (1 p.u.) para estas opciones es como sigue:

a) VOLT-AMPERES BASE PARA POTENCIA INVERSA TRIFASICA:

$$P_{3\Phi} = 1,800 \text{ VA (SECUNDARIO DE LOS VT's A 120V)}$$

$$P_{3\Phi} = 1,800 \text{ VA}/\sqrt{3} = 1,039 \text{ VA (SECUNDARIO DE LOS VT's A 69.3V)}$$

b) VOLT-AMPERES BASE PARA POTENCIA INVERSA MONOFASICA:

$$P_{1\Phi} = 600 \text{ VA (SECUNDARIO DE LOS VT's A 120V)}$$

$$P_{1\Phi} = 600/\sqrt{3} = 346 \text{ VA (SECUNDARIO DE LOS VT's A 69.3V)}$$

6.6.10.0 Función de reconexión. 79.

El relevador de reconexión permite un cierre automático el cual puede ser programado por el usuario de 1 a 8,160 ciclos despues de una apertura del disyuntor.

CONCLUSIONES DEL CAPITULO VI

El Relevador Digital Multifunción, por su versatilidad, puede ser aplicado, no sólo para protección de generadores eléctricos, sino también para sus respectivas interconexiones con el sistema de potencia o sistemas aislados, y por sus múltiples funciones relevadoras de protección, es posible, escogiendo las adecuadas de éste, aplicarlo en líneas de subtransmisión o de distribución.

Cada una de las funciones de protección, contenidas en el Relevador Digital Multifunción, son para detectar fallas o anomalías específicas tanto internas como externas del generador o su interconexión.

Algunas de las funciones relevadoras de protección del Relevador Digital Multifunción sirven como respaldo de otras funciones del mismo, así como a otros relevadores no contenidos en la unidad; por lo cual se considera que el Relevador Digital Multifunción cumple con las exigencias mínimas para la protección de generadores de alta tensión.

Para implementarlo a cualquiera de estas aplicaciones, es necesario tener en consideración el factor económico, ya que por su costo, no es económicamente rentable instalarlo en aquellos sistemas eléctricos de baja capacidad. Esta consideración se basa en el criterio que el valor económico del esquema de protección sea alrededor de un 5% del valor total de la instalación eléctrica a proteger; variando este porcentaje en relación a algunos criterios concernientes a la importancia de dicha instalación eléctrica.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Altuve Ferrer, Héctor Jorge.
Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia.
Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica.
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica,
Universidad Autónoma de Nuevo León.
México, 1992.
2. Beckwith Electric Co. Inc.
Protective Relays. Application Guide.
USA, 1990.

3. Collazo, Javier L.. Diccionario Enciclopédico. Términos Técnicos. Volúmenes I y II. México: Editorial McGraw Hill, Séptima Edición, 1988.

4. Ravindranath B. y Chander M.. Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores. Traducido por: Rafael García García. Primera Edición. México: Editorial Limusa, 1980.

CAPITULO

VII

EJEMPLO PRACTICO DE APLICACION DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION PRIDE M-0420.

Introducción.

Los generadores son los elementos del sistema eléctrico de potencia que pueden estar sometidos al mayor número de condiciones anormales de operación diferentes, lo que confiere una gran diversidad a sus protecciones. Esas condiciones anormales pueden deberse al propio generador, a su motor primario, o al sistema eléctrico con el cual está interconectado, y pueden en general subdividirse en fallas internas y fallas externas. (Ver Tablas 3.1 y 3.2).

No existe un criterio único para determinar las protecciones que deben instalarse a un generador en particular, pues ello depende de varios factores. La capacidad, el tipo y la importancia relativa del generador en el sistema son aspectos determinantes, pero también influyen otros, como su conexión, los tipos del sistemas de regulación y control y de protección que tiene, o el hecho de que si la planta generadora es atendida o no.

Tomando como base lo anterior, en el presente capítulo se abordan los criterios fundamentales de selección y ajuste de protecciones para generadores de alta tensión, utilizando las funciones de protección del Relevador Digital Multifunción Pride M-0420, aplicándose estos criterios al generador Nº 1 de la Central Generadora Hidroeléctrica 5 de Noviembre (Chorrera del Guayabo).

7.1.0 Especificaciones técnicas actuales.

A continuación, en la Tabla 7.1 podemos observar las especificaciones técnicas de la Unidad Generadora Nº 1 de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre. Estos datos técnicos se han obtenido de placa y de manuales editados por los fabricantes de los diferentes elementos que conforman la unidad generadora Nº 1.

Posteriormente se presenta el diagrama eléctrico unifilar del sistema en condiciones actuales (Figura 7.1),

en el que se especifican los elementos asociados al esquema de protección y de medición de la misma Unidad Nº 1 de la Central 5 de Noviembre.

Tabla 7.1. Especificaciones técnicas de la Unidad Nº 1 de la Central Generadora Hidroeléctrica 5 de Noviembre.

| CENTRAL GENERADORA 5 DE NOVIEMBRE - UNIDAD Nº 1 | |
|---|---------------------------------|
| NOMENCLATURA | DATOS |
| MARCA | BROWN BOVERI |
| AÑO DE CONSTRUCCION | 1,952 |
| TIPO | W500/36 |
| POTENCIA | 16,667 KVA |
| VOLTAJE NOMINAL | 13.8 KV |
| CORRIENTE NOMINAL | 698 AMP |
| FRECUENCIA | 60 Hz |
| FACTOR DE POTENCIA | 0.9 |
| NUMERO DE FASES | 3 |
| NUMERO DE POLOS | 36 |
| VELOCIDAD | 200 R.P.M. |
| EXCITACION | 155 V, 710 A |
| REACTANCIA SINCRONA (X_d) | 115 % |
| REACTANCIA TRANSITORIA (X'_d) | 42 % |
| REACTANCIA SUBTRANSITORIA (X''_d) | 29 % |
| REACTANCIA DE SECUENCIA NEGATIVA (X_2) | 34 % |
| REACTANCIA DE SECUENCIA CERO (X_0) | 15 % |
| TIPO DE TURBINA | FRANCIS |
| MARCA | KRIENS |
| POTENCIA | 21,000 H.P. |
| SALTO | 50 METROS |
| CONSUMO DE AGUA (A PLENA CARGA) | 36.4 M ³ /SEG |
| DISYUNTOR ASOCIADO | SIEMENS TIPO SP SF-6, 1200 AMP. |

7.2.0 Selección de las funciones de protección.

Antes de iniciar la selección de las funciones de protección a ser aplicadas a la Unidad N^o 1 de la Central 5 de Noviembre, cabe hacer un resumen de las protecciones con que esta unidad cuenta en la actualidad, estas se presentan a continuación:

- a) Protección diferencial de generador fases A, B y C.
Tipo CA, Marca Westinghouse, NEMA 87G.
- b) Protección de temperatura de generador fases A y C.
Tipo NAS, Marca Westinghouse, NEMA 49G.
- c) Protección de sobrevoltaje a tierra de generador.
Tipo CB, Marca Westinghouse, NEMA 64G.
- d) Relevador de tiempo de compuerta.
Tipo TK, Marca Westinghouse, NEMA 2.

Tal como se mencionó en el Capítulo III, un generador de alta tensión debe contar con las protecciones mínimas, las cuales comprenden tanto, protecciones para fallas internas como protecciones para fallas externas. Como es sabido, los relevadores de protección tienen una cobertura determinada por zonas, como puede observarse en la Figura 3.1. En este caso las protecciones tienen una cobertura de zona que solamente incluye al generador.

Como podemos observar, el esquema de protección actual de la Unidad N^o 1, no cumple con las condiciones mínimas de protección, ya que solo cuenta con algunas protecciones para fallas internas del generador. Por lo cual es necesario implementar un esquema actualizado de protección que responda a las recomendaciones dadas por organismos e instituciones internacionales competentes, tales como ANSI, IEEE, NEMA y otros.

En la Figura 3.2 del Capítulo III, se muestra un esquema de protección típico para generadores de alta tensión. Tomando como base dicho esquema se puede adicionar las protecciones relevadoras sugeridas a la Unidad N^o 1 de la Central 5 de Noviembre para lograr una mayor eficiencia en el despeje de cualquier tipo de condición anormal que se presente.

El Relevador Digital Multifunción M-0420 cuenta con una variedad de funciones relevadoras de protección para generadores de alta tensión, las cuales pueden ser fácilmente adaptadas, en su mayoría, a dicha Unidad generadora. Como este es el caso de selección, entonces las condiciones a las cuales se ha llegado se muestran en la Figura 7.2., donde se observan las funciones relevadoras de protección seleccionadas para proveer un esquema de protección actualizado.

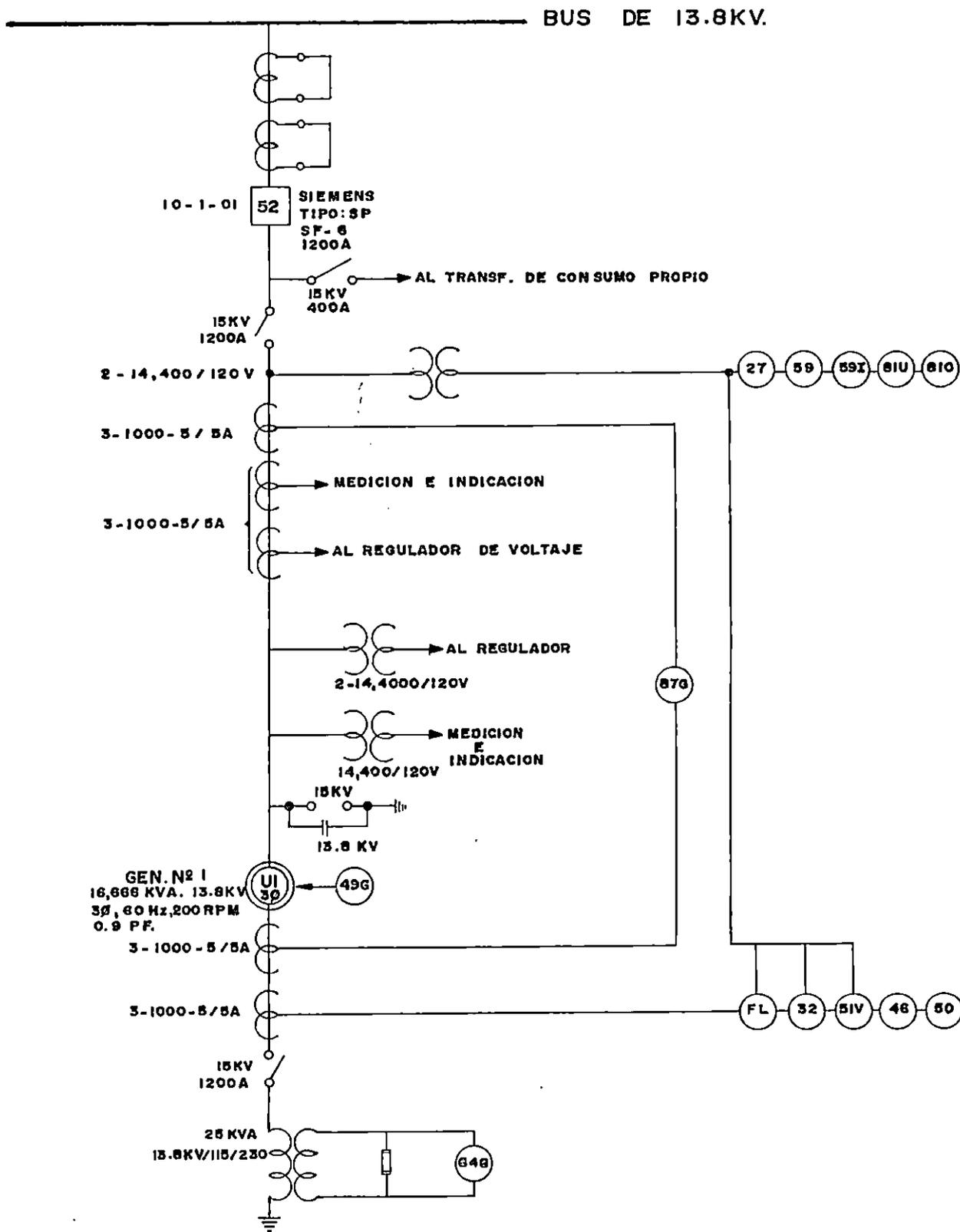


Figura 7.2. Diagrama unifilar eléctrico sugerido para protección de la Unidad N° 1 de la Central 5 de Noviembre

Como podemos observar en el diagrama unifilar eléctrico de la Figura 7.2, no todas las funciones de protecciones del Relevador M-0420 son utilizadas, pero sí la mayoría de ellas. El relevador actual 64G puede sustituirse por la función relevadora 59N del M-0420, la que actuaría como 64G. Las funciones 50N/51N y 27N no se utilizan en este caso, ya que las funciones 50N/51N son utilizadas para detección de falla a tierra con aterrizamiento de baja impedancia en el neutro del generador, siendo dicho aterrizaje, en nuestro caso, por alta impedancia. Aparte de ello, la función 27N se utiliza en otro esquema de protección de falla a tierra tal como se mencionó en el Capítulo VI, Figura 6.9.

La configuración de disparo del Relevador Digital Multifunción para ser utilizada en un esquema de protección aplicado a generadores, es necesario determinarla por medio del menú principal del modo de operación normal en la selección TRIP CONFIG, tal como ha sido explicada anteriormente en los Capítulos V y VI, donde se detalla la rutina necesaria para realizar esta operación, a través del software propio del relevador M-0420.

Las fallas contra las cuales protege al generador cada una de las funciones de este relevador, serán explicadas más adelante.

7.3.0 Protección diferencial del generador (87G).

La protección diferencial de generador protege principalmente contra cortocircuitos entre fases dentro del embobinado del generador. Cuando se trata de generadores cuyo neutro está aterrizado a través de un reactor de reactancia baja, la protección diferencial detecta también cortocircuitos interiores de fase a tierra.

La protección diferencial compara la corriente que sale de un embobinado con la corriente que entra por el otro extremo del mismo embobinado. Si las dos corrientes son iguales el embobinado está bien, si las corrientes difieren el embobinado tiene una falla.

La conexión trifásica de una protección diferencial de generador se muestra en la Figura 7.3. Para condiciones normales de operación o para una falla exterior la corriente de operación es cero. Para una falla interior la corriente de operación es distinta de cero.

La bobina de operación del relevador recibe corriente únicamente cuando hay una falla dentro del generador. El relevador puede detectar únicamente fallas que quedan entre los dos juegos de transformadores de corriente.

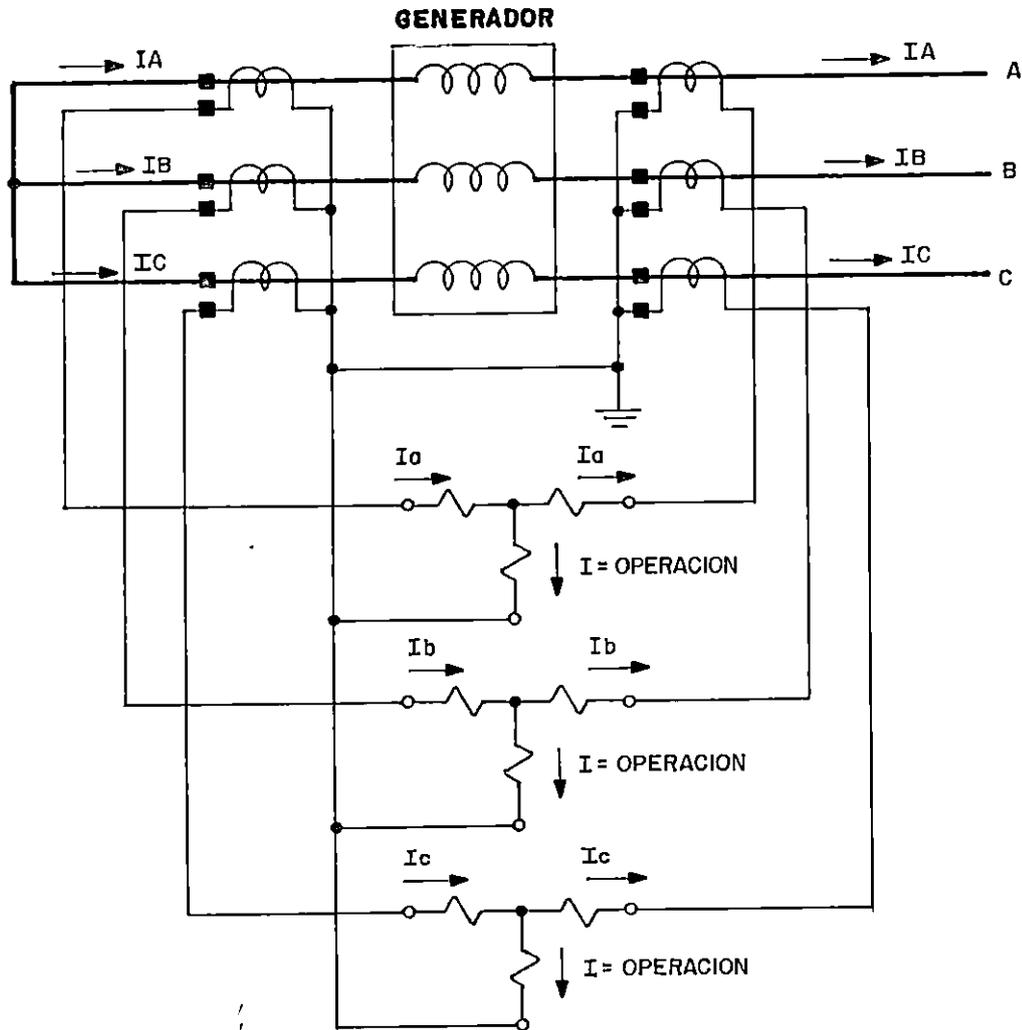


Figura 7.3. Conexión trifásica de una protección diferencial de generador.

Los relevadores diferenciales de generador normalmente tienen una corriente de arranque del orden de 0.2 amperios, operando con una bobina de retención y la bobina de operación en serie.

Como los relevadores diferenciales tienen limitada su zona de operación únicamente por la posición de los transformadores de corriente, no requieren tiempo de coordinación con otros relevadores, y además no poseen ajuste. En consecuencia, los relevadores diferenciales son siempre de alta velocidad.

Algunos fabricantes producen todavía relevadores diferenciales de disco de inducción, cuya característica no es de alta velocidad. Debe evitarse el uso de estos relevadores y siempre emplear relevadores de copa de inducción u otro mecanismo de alta velocidad.

Los contactos de los relevadores diferenciales de las tres fases se conectan en paralelo para disparar un relevador auxiliar de contactos múltiples de reposición manual (86G), usualmente llamado patrón.

Este relevador de reposición manual es para impedir una reenergización inmediata. Se supone que se repondrá apenas después de haber, cuando menos, inspeccionado la unidad. Por el tipo de protección que lo acciona se considera que no debe tener operaciones equivocadas y que únicamente disparará cuando ha habido un cortocircuito en el generador.

La protección diferencial de generador es de las protecciones que menos problemas presentan. En su aplicación deben observarse las siguientes precauciones:

- a) Empleo de transformadores de corriente idénticos en los dos extremos del generador.
- b) Empleo exclusivo de los transformadores de corriente para la protección diferencial.
- c) Localizar los transformadores de corriente de manera de proteger únicamente al generador (evitar incluir derivaciones al servicio propio).
- d) Revisión cuidadosa de polaridad y faseo de los transformadores de corriente.

7.4.0 PROTECCION CONTRA SOBRE TEMPERATURA EN EL ESTATOR (49G).

La protección contra sobre temperatura en el estator del generador, detecta las condiciones de operación que causa calentamiento del generador, que son principalmente:

- a) Sobrecarga continua.
- b) Sistema de enfriamiento dañado.
- c) Sistema de enfriamiento mal ajustado.

Esta protección opera por medio de un medidor de temperatura, generalmente tipo puente de Wheatstone, que recibe su señal de un detector de resistencia intercalado en el embobinado del generador.

Es usual emplear instrumentos registradores de temperatura de puntos múltiples para supervisar la operación de generadores. Si estos instrumentos tienen contacto de temperatura alta, éste se usa para dar alarma.

Si se desea disparar la unidad por temperatura alta, generalmente se utiliza un relevador por separado, operando con un detector de temperatura independiente, y ajustado 10 °C arriba del valor de alarma.

En la Figura 7.4 se muestra la conexión básica del esquema.

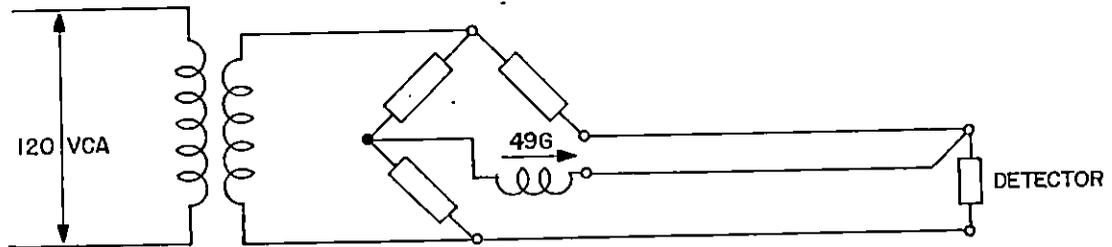


Figura 7.4. Conexión básica del esquema de protección contra sobre temperatura en el estator.

El relevador responde directamente a la temperatura del detector. Se recomienda ajustar el contacto de alarma a una temperatura del orden de 10 a 15 °C abajo de la temperatura máxima de operación del aislamiento del estator y el ajuste del elemento de disparo, entre 0 y 5 °C abajo de la temperatura máxima de operación.

7.5.0 Funciones de protección de sobrevoltaje (59), de bajo voltaje (27) y sobrevoltaje pico (59I).

La protección de sobrevoltaje es recomendada para todos los generadores hidroeléctricos o de turbina de gas que están sujetos a las eventualidades siguientes:

- a) Falla en el regulador automático de voltaje.
- b) Exceso de potencia reactiva recibida del sistema, o sea excitación de línea de alta tensión fuera del rango de control del regulador de voltaje.

Una variante del segundo caso es el rechazo de carga con líneas de transmisión conectadas a la unidad generadora, en la cual el exceso de la potencia reactiva se combina con una sobrevelocidad y el sistema de excitación puede perder control del voltaje.

De forma similar, la protección de bajo voltaje es recomendada para generadores hidroeléctricos donde una falla en el regulador automático de voltaje o una baja en la velocidad del primotor puede causar un bajo voltaje.

Existen varios criterios para ajustar los relevadores de voltaje en los cuales por lo general se refieren al tipo de relevador electromecánico de inducción, el cual cuenta con una curva tiempo-voltaje, donde el tiempo es determinado por el porcentaje de la magnitud del voltaje.

En nuestro caso la función de voltaje del M-0420 no cuenta con una curva de tiempo-voltaje, sino que, con tiempos de retraso definidos por el usuario para un nivel de voltaje dado, con Magnitud 1 y Magnitud 2 (ver Capítulo V, para referencia de estas magnitudes).

Los generadores no deben ser sometidos a sobrevoltajes prolongados, ya que por lo general su diseño es tal, que operan a un punto cercano al punto de saturación de la curva de magnetización, y los sobrevoltajes provocan valores altos de densidad de flujo y considerable distorsión, con el consiguiente calentamiento.

Se recomienda utilizar un relevador de voltaje con dos unidades, una con retardo de tiempo largo y otra con retardo de tiempo corto. Utilizando el Relevador Digital Multifunción, el voltaje de arranque de la Magnitud 1 de la función relevadora de sobrevoltaje puede ser ajustada de un 106% a un 115% del voltaje nominal, con un retardo de tiempo de 2 a 3 segundos; y la Magnitud 2 puede ser ajustada entre un 130% a un 150% siempre del voltaje nominal con un retardo de tiempo del orden de un segundo.

Una sugerencia del IEEE es que los relevadores de bajo voltaje sean puestas entre el 90% y el 95% del voltaje nominal con un tiempo de retraso de un segundo, para prevenir operaciones incorrectas de una caída de voltaje causada por una falla externa.

En los sistemas donde se experimenta ferrorresonancia es sugerible aplicar la protección de sobrevoltaje pico, por los picos de onda no sinusoidal que podrían ocurrir. Los valores de la función 59I del relevador M-0420, son referidos al valor pico de la onda rms de voltaje, la cual es $120 \text{ V} \times \sqrt{2} = 170 \text{ V}$, e internamente el relevador lo interpreta como 1 p.u.. Se recomienda usar el ajuste de esta función entre el 1.3 al 1.5 p.u., con un tiempo de retraso aproximado a 10 ciclos.

7.5.1 Cálculo y ajustes de las funciones de voltaje.

Tomando los datos del generador, especificados en la Tabla 7.1, tenemos:

- Voltaje Nominal (V_N) = 13.8 KV
- Transformador de Potencial (TP) = 14,400/120 V
- Relación de Transformación (RTP) = 120

- Función de sobrevoltaje (59).

$$V_s = \frac{V_N}{RTP} \text{ entonces: } V_s = \frac{13,800 \text{ V}}{120}$$

$$V_s = 115 \text{ V.}$$

Donde: V_s : Voltaje referido al secundario del TP.

Tomando como criterio 110% y 150% del voltaje nominal, el potencial de sobrevoltaje lo calcularemos de la forma siguiente:

$$V_{ev} = V_s \times 110\%, \text{ entonces: } V_{ev} = 115 \text{ V} \times 1.1$$

$$V_{ev} = 126.5 \text{ V.}$$

$$V_{ev} = V_s \times 150\%, \text{ entonces: } V_{ev} = 115 \text{ V} \times 1.5$$

$$V_{ev} = 172.5 \text{ V.}$$

Donde: V_{ev} : Valor de sobrevoltaje secundario.

Las magnitudes 1 y 2 a las cuales deberá ajustarse la función relevadora de sobrevoltaje, junto con los tiempos de retraso respectivos (Time Delay), son las siguientes:

Magnitud 1: $V = 127 \text{ V}$; Time Delay: 150 ciclos (2.5 s)

Magnitud 2: $V = 172 \text{ V}$; Time Delay: 60 ciclos (1 s)

- Función de sobrevoltaje pico (59I).

Es conveniente aclarar, que para el ajuste de esta función, es necesario introducir los valores en por unidad, siendo como especificado anteriormente, 1 p.u. = 170 V para un voltaje nominal en el secundario del TP de 115 V.

Entonces, tomando de los criterios anteriores, para esta función, un valor de 1.3 p.u., con el que se estaría permitiendo un valor pico de voltaje de $170 \text{ V} \times 1.3 = 221 \text{ V}$, en el secundario del TP, indicando un valor de voltaje pico en el primario de $221 \text{ V} \times 120 = 26,550 \text{ V}$. Este valor es considerablemente alto, ya que tenemos $V_N = 13.8 \text{ KV}$ del sistema.

El tiempo de acción de esta función, es sugerido programarlo en el orden de los 10 ciclos.

Ahora bien, si existiese un valor pico mayor al considerado anteriormente, se sugiere un valor de 1.5 p.u. para la Magnitud 2 de la función de voltaje pico con un tiempo de retraso de alrededor de la mitad del tiempo sugerido para la Magnitud 1, siendo éste del orden de los 5 ciclos.

Las Magnitudes 1 y 2 de la función relevadora de protección para voltaje pico, quedarán definidas como:

Magnitud 1: $V = 1.3$ p.u.; Time Delay = 10 ciclos

Magnitud 2: $V = 1.5$ p.u.; Time Delay = 5 ciclos

- Función de bajo voltaje (27).

Al igual que con las anteriores funciones relevadoras atendiendo a los criterios sugeridos (IEEE), esta función de bajo voltaje puede programarse al 95% del voltaje nominal del secundario del TP con un tiempo de retraso de 1.5 segundos para la Magnitud 1, y en un 90% del voltaje nominal del secundario del TP para un tiempo de retraso de 1 segundo para la Magnitud 2, asegurando así una protección adecuada para el generador.

Sabiendo que $V_e = 115$ V, entonces los valores de los potenciales de bajo voltaje (V_{bv}), serán:

$$V_{bv} = V_e \times 95\%, \text{ entonces: } V_{bv} = 115 \text{ V} \times 0.95$$

$$V_{bv} = 109.25 \text{ V}$$

$$V_{bv} = V_e \times 90\%, \text{ entonces: } V_{bv} = 115 \text{ V} \times 0.90$$

$$V_{bv} = 103.5 \text{ V}$$

Por lo tanto, las Magnitudes 1 y 2 de esta función de bajo voltaje quedarán definidas como sigue:

Magnitud 1: $V_{bv} = 109$ V; Time Delay = 90 ciclos

Magnitud 2: $V_{bv} = 104$ V; Time Delay = 60 ciclos

Cabe mencionar, que para la introducción de los valores de los puntos de referencia de las funciones, antes calculados, deberá hacerse en valores enteros con incrementos o decrementos en pasos de una unidad, no pudiéndose introducir valores fraccionados cuando se trate

de estas magnitudes de voltaje, excepto para los valores de la función de sobrevoltaje pico. Esta es una característica propia del Relevador Digital Multifunción por el diseño mismo desarrollado por el fabricante.

Además, luego que las Magnitudes de operación de las funciones relevadoras han sido calculadas, es necesario observar si éstas corresponden a valores permitidos dentro de los rangos de operación de las diferentes funciones (ver Anexo E).

7.6.0 Funciones de protección de sobrecorriente (51V Y 50).

La función 51V, también conocida como Función de Protección de Respaldo de Fase o Función de Protección de Respaldo contra Fallas Externas, tiene como objetivo sacar de servicio al generador, si una falla en el sistema no ha sido librada por otros dispositivos de protección, después de que ha transcurrido suficiente tiempo para ello.

Adicionalmente, la protección de respaldo de fase, puede detectar fallas dentro de la unidad generadora, respaldando por tanto a las protecciones diferenciales de generador y de transformador.

Es también posible, que la protección de respaldo de fase vea algunas fallas a tierra en el sistema de alta tensión, en vista de que a través del transformador elevador se reflejan como fallas entre fases.

Esta protección puede ser proporcionada por relevadores ANSI 21 o por relevadores de sobrecorriente con control o restricción de voltaje.

La razón de utilizar un relevador 51V, en lugar de un relevador de sobrecorriente simple, es que la impedancia síncrona del generador es comúnmente, mayor a 1 p.u., lo que significa que la corriente de falla puede ser del mismo orden, o aún inferior a la corriente nominal.

El uso de un relevador de sobrecorriente ordinario presenta un dilema al tratar de determinar los ajustes de corriente y tiempo; si estos ajustes son bajos, el relevador puede disparar al generador innecesariamente con sobrecargas normales; si los ajustes son demasiado altos para permitir los intervalos de tiempo de coordinación para dar la selectividad con los dispositivos de protección inferiores, el relevador puede no responder debido al decaimiento de la corriente de falla del generador. Así, los relevadores ordinarios de sobrecorriente no pueden ser aplicados sin el riesgo de operaciones en falso.

a) Relevador de sobrecorriente con control de voltaje (51VC)

Estos relevadores son una modificación de los relevadores de sobrecorriente habituales. Contienen dentro de la misma unidad un elemento detector de voltaje de operación instantánea. Este detector permite la operación del elemento de sobrecorriente únicamente cuando el voltaje es más bajo que el normal. El elemento de voltaje sirve para distinguir entre una sobrecarga y una falla.

No pueden emplearse relevadores de sobrecorriente comunes en vista de que la protección de respaldo tiene un ajuste de tiempo relativamente largo, y en ese tiempo la reactancia del generador ya llega a ser la reactancia síncrona. Esta reactancia generalmente tiene un valor mayor que 100%, o sea que produce una corriente de cortocircuito menor que la corriente nominal si no se toma en cuenta la acción del regulador de voltaje, la cual es difícil de evaluar numéricamente.

El relevador de sobrecorriente con control de voltaje permite utilizar un ajuste de arranque del elemento de sobrecorriente abajo de la corriente nominal, asegurándose que operará siempre en caso de falla; pero no disparará bajo condiciones de carga, mientras el voltaje sea normal.

El elemento de sobrecorriente es del tipo de tiempo inverso, sin elemento instantáneo. Su curva se selecciona de manera de que sea tan o más inversa que la de los relevadores a los cuales respalda. Si el voltaje queda arriba del valor de ajuste, el elemento de sobrecorriente no operará.

El TAP se ajusta a un valor de 50% a 70% de la corriente de falla trifásica permanente en las terminales del generador, calculada con la reactancia síncrona.

b) Relevador de sobrecorriente con restricción de voltaje (51VR).

Estos relevadores son híbridos entre elemento de sobrecorriente y de distancia, su característica de sobrecorriente es afectada por la magnitud de voltaje.

La teoría de su diseño es que se pueden ajustar para que den protección contra sobrecarga y también contra cortocircuito, tomamdo en cuenta la reducción de la corriente de falla cuando la reactacia pasa a su valor síncrono, por medio de una reducción de su corriente de arranque en función del voltaje. A voltaje pleno el relevador arranca para corrientes mayores a la nominal, a

voltaje bajo opera con corrientes abajo de la nominal. La corriente de arranque a voltaje cero es 25% de la corriente de arranque a voltaje nominal (esta característica puede observarse en la Figura 6.14, Capítulo VI). El elemento de sobrecorriente es del tipo de tiempo inverso, sin elemento instantáneo, pero su característica depende de la magnitud del voltaje aplicado. Su curva se selecciona de manera que sea tan o más inversa que la de los relevadores a los cuales respalda (esta característica puede observarse en las curvas presentadas en las Figuras 6.10 a la 6.13, Capítulo VI).

El TAP se trata de ajustar de 1.1 a 1.3 veces la corriente nominal del generador; pero en la mayoría de los casos queda un valor mayor, de aproximadamente 1.5 veces la corriente nominal, debido a condiciones de coordinación.

Una técnica para determinar el tiempo de arranque (Time Dial) sería el de considerar la relación de la corriente de falla trifásica calculada en base a la reactancia transitoria ($X'd$) y el TAP para el cual ha sido ajustada esta función, obteniéndose un múltiplo de la corriente del TAP, con el que se obtendría el Time Dial para un segundo, utilizando las curvas de tiempo sugerida.

En todo caso, el tiempo de arranque para esta función debe determinarse, dependiendo de los tiempos de las otras funciones relevadoras, siendo ésta una protección de respaldo, para efectos de llevar una buena coordinación.

7.6.1 Cálculo y ajustes de las funciones de sobrecorriente.

Tomando en cuenta las razones anteriormente expuestas sobre la teoría y experiencia en el uso de estas protecciones, procederemos a realizar los cálculos y ajustes respectivos de las mismas.

Se escoge la función de sobrecorriente por restricción de voltaje (51VR) debido a que proporciona protección contra sobrecarga y contra cortocircuito, tal como se mencionó en párrafos anteriores. También, siendo ésta una protección de respaldo, su curva característica se escoge tanto o más inversa que la de los relevadores a los cuales respalda; por ello, escogemos una curva característica de tiempo-corriente muy inversa (Very Inverse Time Overcurrent Curve), tal como la mostrada en la Figura 6.12 del Capítulo VI.

Tenemos que: $I_N = 698 \text{ A}$; $RTC = 1000/5 = 200$

La corriente nominal en el secundario I_{Ns} sería:

$$\text{Por lo tanto: } I_{N_s} = \frac{I_N}{RTC}; \text{ donde: } I_{N_s} = \frac{698 \text{ A}}{200}$$

$$\text{Entonces: } I_{N_s} = 3.49 \text{ A.}$$

De los criterios anteriores calcularemos el TAP para esta protección; éste será de 1.5 veces la corriente nominal.

$$\text{TAP} = 1.5 \times I_{N_s}; \quad \text{donde: } \text{TAP} = 1.5 \times 3.49 \text{ A}$$

$$\text{TAP} = 5.235 \text{ A}$$

Habiendo calculado el TAP, tomando en cuenta los criterios sugeridos, escogemos un valor inmediato inferior especificado hasta las décimas de amperios, de acuerdo a los rangos de operación específicos de esta función del Relevador Digital Multifunción.

$$\text{Por lo tanto el TAP será: } \text{TAP} = 5.2 \text{ A.}$$

Para encontrar el Time Dial, procederemos considerando la técnica sugerida anteriormente para esta función.

$$\text{Tenemos: } X'd = 0.42 \text{ p.u.} = 4.798 \Omega.$$

La corriente de falla trifásica transitoria en el secundario será:

$$I_{f3\phi_s} = \frac{V_G}{X'd \times RTC}$$

$$\text{entonces: } I_{f3\phi_s} = \frac{13,800 \text{ V}}{4.798 \Omega \times 200}; \quad I_{f3\phi_s} = 14.38 \text{ A.}$$

$$\text{donde el múltiplo del TAP sería: } M = \frac{I_{f3\phi_s}}{\text{TAP}}$$

$$\text{entonces: } M = \frac{14.38 \text{ A}}{5.2 \text{ A}}; \quad \text{donde: } M = 2.76$$

Luego de obtener el dato de M, utilizando la curva de tiempo-corriente muy inversa y a un segundo, encontramos el Time Dial. El valor del Time Dial será:

$$\text{Time Dial} = 1.3 \text{ (Ver Figura 6.12)}$$

En todo caso el Time Dial puede ser modificado para efectos de realizar una buena coordinación.

Por lo tanto el ajuste de esta función, programada a través del software del M-0420, quedará:

Función : Protección de Sobrecorriente con Restricción de Voltaje (51 VR).

Curva : Tiempo-Corriente Muy Inversa (Very Inverse)

TAP ; 5.2 Amp.

Time Dial : 1.3

7.6.2 Cálculo y ajuste de la función de sobrecorriente instantánea.

El cálculo de la Función de sobrecorriente instantánea se realiza en base a la corriente máxima de falla, la cual es la corriente trifásica de falla, determinada ésta por la reactancia subtransitoria.

Debido a que este valor de corriente de falla tiene una duración de alrededor de un ciclo, y además la función relevadora de protección 50 tiene una respuesta de operación con un retardo inherente de 2 ciclos; el ajuste de esta función deberá ser calculado en base a la corriente trifásica máxima determinada por la reactancia transitoria.

Entonces como la corriente trifásica máxima de falla, calculada anteriormente es:

$$I_{f3\phi} = 14.38 \text{ A.}$$

el ajuste del TAP se escoge a un valor inmediato inferior para ser programado en:

$$\text{TAP} = 14.3 \text{ A.}$$

7.7.0 Función de protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46).

En un generador, el desbalance de corrientes del estator produce un campo magnético pulsante que puede descomponerse en dos campos rotatorios, uno que gira en sincronismo con el rotor y otro que gira en sentido opuesto, a la misma velocidad que el primero. El campo magnético que gira en sentido contrario al rotor, corta a éste a una

frecuencia igual al doble de la nominal, generando así corrientes de 120 Hz en el rotor, conocidas como corrientes de doble frecuencia; estas corrientes fluyen en las trayectorias disponibles, como son las superficies del rotor, devanados amortiguadores, cuñas de retención de las ranuras y anillos terminales.

La circulación de estas corrientes de 120Hz por elementos cuya resistencia eléctrica es comparativamente alta causa calentamiento anormal, severo y rápido al rotor.

Puede verse que las condiciones de desbalance de corrientes en última instancia significan un problema de elevación de temperatura de las diferentes partes del rotor. Por ejemplo, con corriente sostenida de secuencia negativa en la armadura, la temperatura de las cuñas de las ranuras puede alcanzar un punto que las hace perder su resistencia mecánica y así fallar. Con incrementos de temperatura menos severos, el aislamiento eléctrico de las bobinas del rotor puede ser dañado.

La corriente de secuencia negativa en el estator de una máquina síncrona causa una pérdida de potencia en la máquina, la cual está determinada por la corriente de secuencia negativa y la resistencia de secuencia negativa. Prácticamente toda la pérdida de potencia por la corriente de secuencia negativa aparece en el rotor, por lo que este hecho puede ser empleado para evaluar el calentamiento relativo del rotor para diferentes magnitudes de corriente de secuencia negativa. La entrada de energía al rotor y su elevación de temperatura en un intervalo de tiempo dado son prácticamente proporcionales a:

$$K = I_2^2 t$$

donde: I_2 = Corriente de secuencia negativa expresada en p.u. de la corriente del estator a los KVA nominales.

t = Tiempo de falla expresado en segundos.

K = Capacidad térmica de la máquina síncrona.

De lo anterior se establece que el efecto de calentamiento del rotor de una máquina síncrona para varias condiciones de falla desbalanceada puede ser evaluado como una función de la corriente de secuencia negativa.

Por lo tanto, se concluye que la capacidad de una máquina síncrona para soportar fallas desbalanceadas está limitada por su capacidad para soportar los efectos del calentamiento de las corrientes de secuencia negativa. Esta capacidad entonces puede ser adecuadamente representada por el valor permisible de K .

Cada máquina en particular tiene un valor definido de su constante K , el cual establece sus límites térmicos (en tiempo y magnitud de I_2) para operar con corrientes desbalanceadas.

El relevador que protege contra desbalance de corriente es clasificado por ANSI con el número 46; es un relevador que funciona cuando las corrientes polifásicas son desbalanceadas o contienen componente de secuencia negativa que excede cierto valor.

Este relevador es del tipo de sobrecorriente de tiempo inverso y, en muchos casos, funciona a partir de la salida de un filtro de corriente de secuencia negativa, que a su vez se alimenta de los transformadores de corriente del generador. El Relevador Digital Multifunción opera de una forma mucho más sencilla, ya que funciona y se alimenta directamente de los transformadores de corriente del generador.

Como la fuente de desbalance se encuentra en el sistema y se afectan todos los generadores cercanos, no deben estos ser desconectados, a menos que esta condición permanezca sin corrección durante un período de tiempo que signifique riesgo de daños a los generadores. Por ello, la protección de secuencia negativa debe incluir una característica de tiempo tan cercana como sea posible a la característica térmica de la máquina protegida, dando así al personal de operación el mayor tiempo posible para localizar y aislar la falla antes de que el disparo se vuelva necesario y obligado.

Existen relevadores de corriente de secuencia negativa del tipo electromagnético, con disco de inducción, con taps y palancas de tiempo. También, existen relevadores de estado sólido y digitales, como el utilizado en nuestro caso, los cuales basan su funcionamiento en el primero.

El comportamiento de operación de la función relevadora 46, puede apreciarse en la Figura 6.15, del Capítulo VI, la cual nos da la familia de curvas características Tiempo-Corriente de la función relevadora de corriente de secuencia negativa para diferentes valores de K . Esta característica tiene un comportamiento similar a la característica térmica de la máquina síncrona, como se observa en la muestra de comparación de 2 curvas de operación de la Figura 7.5, en la que podemos ver la característica de operación de un relevador electromecánico y las características típicas de dos generadores.

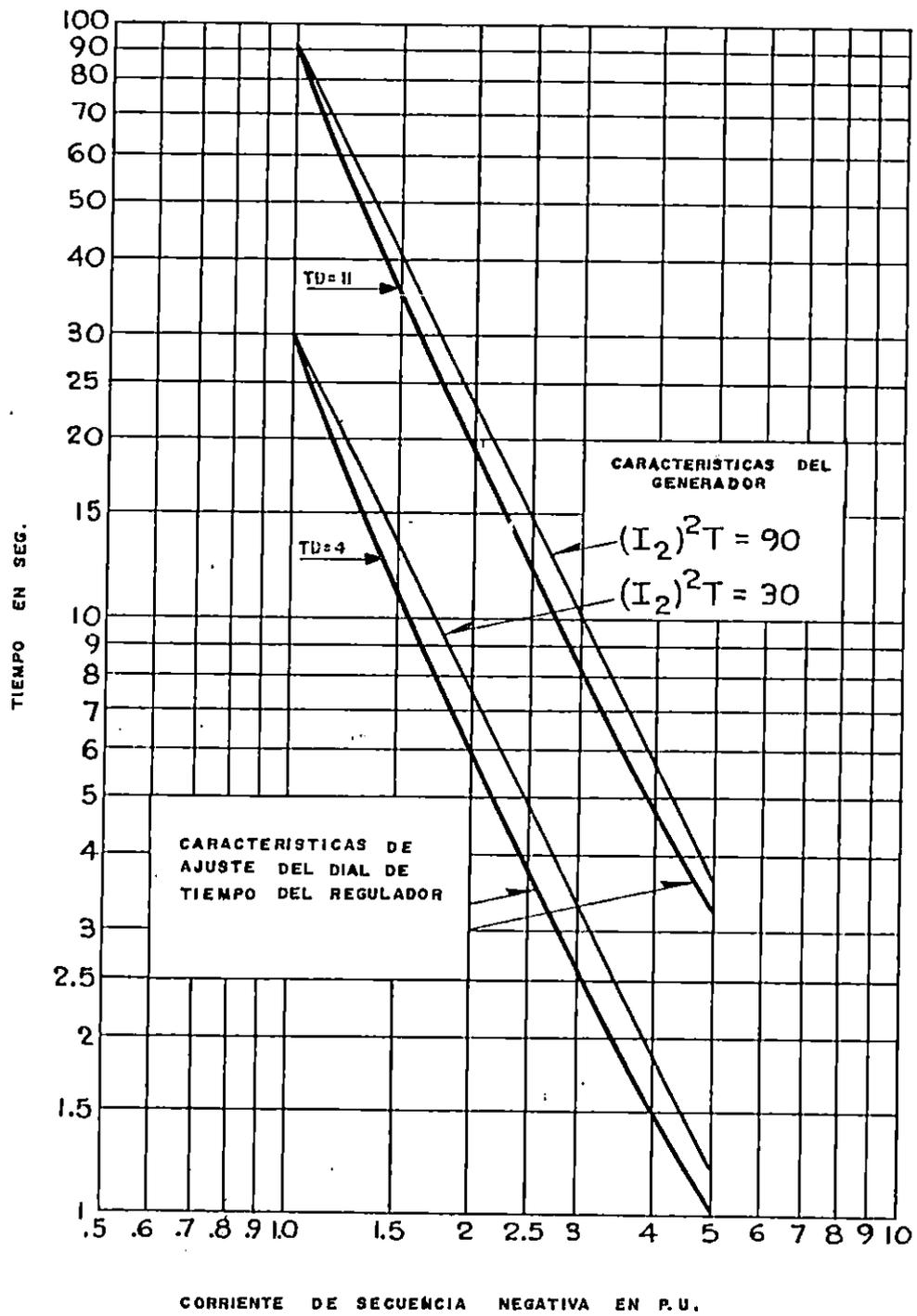


Figura 7.5. Comparación de las características de tiempo-corriente de secuencia negativa del relevador y el generador.

Se aprecia en la Figura 7.5 que con Time Dial (TD) de 4 y 11, es posible proteger adecuadamente los generadores con características I_2^2t de 30 y 90 respectivamente. Ahora, para el caso del uso del Relevador Digital Multifunción, las curvas características de operación de la función 46, coinciden exactamente con las características típicas de los generadores y como puede verse en los rangos de operación de esta función (Anexo E), puede varairse el K o el TD (I_2^2t) desde 1 a 95 con incrementos de uno, con lo que puede garantizarse una adecuada protección para cualquier tipo de generador.

Para la protección de la Unidad Nº 1 de la Central 5 de Noviembre, que posee una característica térmica de $K=40$, podría utilizarse un TD de 39.

El Relevador Digital Multifunción, utiliza el voltaje proporcional a la corriente de secuencia negativa del sistema, obtenida de los TC's del generador. Este voltaje es aplicado al generador de la función K del relevador 46; el ajuste del TAP de entrada es lo que define este valor de voltaje, teniendo por objeto éste (el TAP) el de establecer una referencia de la corriente de secuencia negativa, con base en la corriente de plena carga del generador. El valor del TAP debe entonces ser seleccionado como el más cercano a la corriente de plena carga del generador referida al secundario de los TC's.

El ajuste del nivel de disparo determina el nivel de corriente de secuencia negativa I_2 al cual será activada la función de tiempo. Si I_2 esta abajo del ajuste de disparo, el temporizador de restablecimiento lineal mantiene fuera de acción al generador de función. Cuando I_2 excede el ajuste de disparo energiza los timers de 0.2 s y 1,000 s (ajustable) y el temporizador de restablecimiento lineal.

La función relevadora 46 del Relevador Digital Multifunción tiene una característica especial para el sensado de la corriente de secuencia negativa I_2 , la cual determina el nivel de ésta para el ajuste del TAP de la función. Conociendo la corriente de secuencia negativa I_2 que será lo más cercana posible al valor de la corriente en el secundario de los TC's, será necesario programar el TAP de la función relevadora 46 a $2/3$ de la corriente de entrada al relevador, que será para ésta el valor de la corriente de secuencia negativa. Por ejemplo, si tenemos una corriente de secuencia negativa de 5 A, el TAP será programado a $(2/3)$ de esos 5 A, o sea, $(2/3) \times 5 = 3.33$ A, la cual será presentada en la pantalla del Relevador Digital Multifunción.

El tiempo de operación, esto es el tiempo para energizar la unidad de salida de disparo, dependerá de la

magnitud de la corriente de secuencia negativa del generador (como múltiplo en porcentaje del ajuste del TAP) y el ajuste del valor del TD (o K del generador).

Los timers de 0.2 s y 1,000 s, mencionados anteriormente, determinan los tiempos de operación mínimo y máximo, respectivamente, de la función relevadora 46 del Relevador Digital Multifunción. El relevador accionará el disparo para corrientes del orden del 225% en adelante del TAP seleccionado en un tiempo de 0.2 s y, el tiempo de disparo no puede exceder de 1,000 s, siendo este ajustable desde un valor de 600 ciclos (10 s) hasta un valor de 60,000 ciclos (1,000 s) con incrementos de 5 ciclos. Los límites de 0.2 s y 1,000 s pueden verse en la Figura 6.15.

Si la magnitud de la corriente de secuencia negativa del generador cae por debajo del punto de operación del nivel de disparo antes de completarse el ciclo de tiempo, el restablecimiento lineal se iniciará. El tiempo necesario para que la función relevadora 46 se restablezca por completo desde el 100% del nivel de disparo toma 4 minutos. Si este tiempo no ha transcurrido totalmente y se presenta una I_2 mayor que el ajuste del nivel de disparo, entonces tomará menos tiempo que el indicado por la expresión de K, para un valor específico de K y de I_2 , para que la unidad de salida de disparo sea energizada.

El restablecimiento lineal del temporizador de disparo de la función 46, que ocurre a raíz de una operación con tiempo parcial, es proporcionado con objeto de obtener una aproximación a la característica de enfriamiento del generador. En otras palabras, si el generador ha sido sometido a una condición de corriente desbalanceada, la cual es corregida y eliminada antes de que opere la función 46 del Relevador Digital Multifunción, una condición subsecuente de desbalance que se presente antes de que la máquina se haya enfriado, requerirá un tiempo de disparo menor que el indicado por la expresión $K = I_2^2 t$.

7.7.1 Cálculo y ajustes de la función de sobrecorriente de secuencia negativa.

De acuerdo a los criterios expuestos anteriormente, tenemos que el valor del TAP se ajusta a un valor próximo al valor de la corriente nominal.

Entonces tenemos que:

$$I_{Ns} = \frac{I_N}{RTC}; \text{ entonces: } I_{Ns} = \frac{698 \text{ A}}{200}$$

$$I_{N\text{e}} = 3.49 \text{ A.}$$

donde: $I_{N\text{e}}$ = Corriente nominal secundaria.

Como el relevador sensa 2/3 de la corriente de entrada a él, tenemos:

$$I'_{N\text{e}} = (2/3) I_{N\text{e}}; \text{ entonces: } I'_{N\text{e}} = (2/3) \times 3.49 \text{ A}$$

$$I'_{N\text{e}} = 2.32 \text{ A.}$$

donde: $I'_{N\text{e}}$ = Corriente secundaria sensada por el Relevador Digital Multifunción.

Entonces el TAP se elige al valor próximo inferior, el cual sería, de acuerdo a los rangos de operación (Ver Anexo E):

$$\text{TAP} = 2.3 \text{ Amperios.}$$

El ajuste del arranque (Pickup), con que cuenta el M-0420 se ajusta del 5% al 100% del valor del TAP (Ver Figura 6.15).

Tomando como base que los relevadores de estado sólido de secuencia negativa cuentan con un tiempo máximo de disparo del orden de los 300 segundos, y según ANSI, las corrientes de secuencia negativa del 8% al 20% en adelante del TAP, pueden causar daño a la máquina síncrona, podemos programar el arranque (pickup) a un 20% del TAP para no sobrepoteger la máquina con un tiempo de disparo máximo de 300 segundos.

De acuerdo a la Norma ANSI C50.13, un generador de polos salientes para centrales hidroeléctricas es de 40 y, como las curvas características del relevador y las curvas del comportamiento térmico de la máquina síncrona de la Unidad N° 1 de la Central 5 de Noviembre coinciden, similarmente como mostrado anteriormente en el ejemplo de la Figura 7.5, el TD (Time Dial) sería programado a este valor (40) o cercano.

Con todo lo anterior, los ajustes de la función relevadora para sobrecorrientes de secuencia negativa (46) para aplicarse a la Unidad N° 1 de la Central 5 de Noviembre, a ser programados son:

| | |
|-------------------------------------|---------|
| Ajuste del TAP | : 2.3 A |
| Pickup (Arranque) (en % del TAP) | : 20% |

Time Dial : 40
(TD = K = I₂²t)

Máximo tiempo de Disparo: 18,000 Ciclos
(Tiempo definido) (300 seg.)

7.8.0 Función protectora para falla a tierra en el estator del generador (64G).

Una falla a tierra en el estator es debido a la perforación del aislamiento de las espiras hasta el hierro próximo, y según demuestra la experiencia, son las averías más frecuentes en las máquinas giratorias. En el caso de una falla con el neutro aislado (que en servicio normal tiene el mismo potencial de tierra), la tensión de aquel punto con respecto a ésta, aumenta proporcionalmente a la distancia que existe hasta el lugar de la falla.

El método de aterrizamiento del generador afecta a la protección que proporcionan los relevadores diferenciales; a mayor impedancia de aterrizamiento es menor la corriente de falla a tierra y es más difícil para el relevador diferencial detectar fallas ligeras.

La protección sensible para este tipo de fallas puede lograrse con un relevador separado, en el neutro aterrizado del generador, que puede ser ajustado sin considerar la corriente de carga.

Si la impedancia de aterrizamiento es muy grande, se vuelve difícil utilizar un relevador de sobrecorriente por el bajo "pickup", y la dificultad para distinguir fallas a tierra y desbalances ocasionados por tercera armónica, que también fluye en el neutro. Por lo tanto, la protección contra fallas a tierra en el estator es del tipo que detecta voltaje en el neutro del generador. En condiciones normales, el voltaje en este punto es cero, excepto por la componente de tercera armónica que puede ser fácilmente eliminada por medio de un filtro contenido dentro del mismo relevador.

El voltaje en el neutro es más alto a medida que la falla se encuentra más alejada de dicho neutro; por lo tanto, una falla en el propio neutro no producirá voltaje y no podrá ser detectada por este relevador. Este hecho no es grave pues es el punto menos expuesto a una falla por no estar sujeto a voltaje en operación normal. Normalmente se considera adecuado que este relevador tenga un bajo valor de pickup para obtener una sensibilidad mayor y así proteger del 90 al 95% del devanado del estator.

La conexión típica de esta protección se muestra en la Figura 7.6, donde se emplea un transformador de distribución en conjunto con una resistencia, en lugar de uno de potencial debido a que se requiere una resistencia para amortiguar el circuito. El valor nominal de la tensión en el secundario de este transformador puede ser de 115-120 V a 230-240 V, que depende del valor nominal de la tensión de que se disponga o se desee del relevador de protección. En instalaciones donde no se usa esa resistencia, se han observado fenómenos de ferorresonancia entre la inductancia de excitación del transformador de potencial y la capacitancia a tierra del embobinado del generador, resultando en sobrevoltajes transitorios.

Este método de aterrizamiento del neutro del generador, por un transformador de distribución con resistor secundario, ofrece la ventaja que la resistencia que se usa en el secundario del transformador es relativamente de valor óhmico bajo, comparado con la obtención de los mismos resultados por otros tipos de aterrizamiento del neutro a través de resistencias.

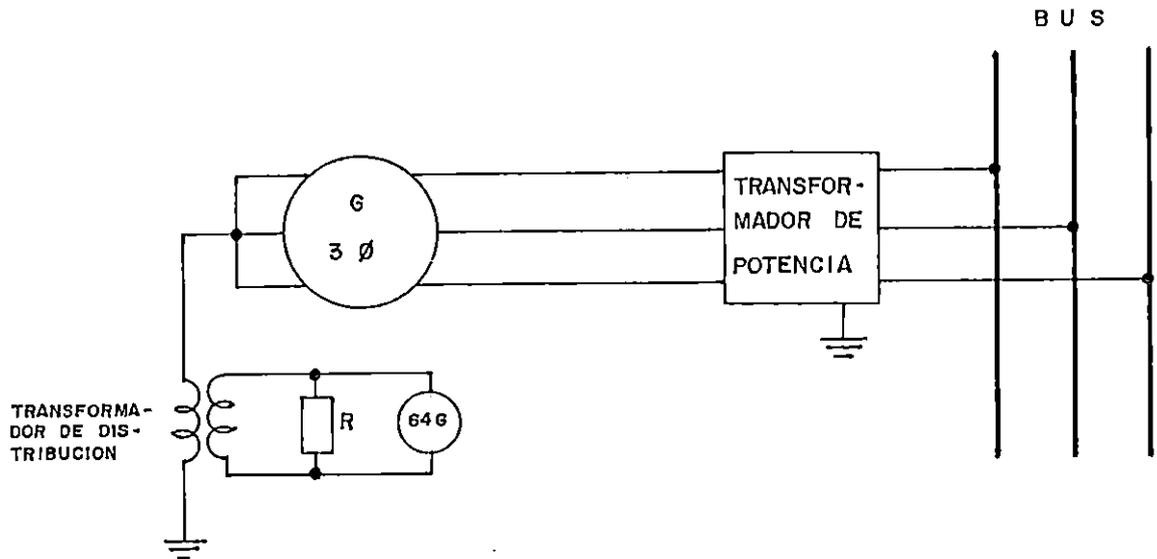


Figura 7.6. Protección de falla a tierra en el estator de un generador.

El valor de la resistencia secundaria limita el pico del transitorio de voltaje a 2.5 veces o menos el valor de

la tensión normal de línea a tierra, lo cual permite disminuir en lo posible sobretensiones elevadas que son perjudiciales producidas por la ferrorresonancia, su empleo contribuye para efectos de señalización más estables de corriente o voltaje.

De acuerdo a la literatura encontrada, el valor de la resistencia puede obtenerse considerando que limitará la corriente de falla entre 5 y 15 amperios, y además despreciando el efecto de las capacitancias asociadas del sistema, tales como los capacitores de protección de ondas de impulsos o pararrayos, si se utilizan, de los terminales de los transformadores de potencia y de servicio propio de la estación y de los arrollamientos del transformador de potencia en el lado del generador, se obtendrá la siguiente expresión matemática:

$$R = \frac{10^3 V_G}{(5 \text{ a } 15) \sqrt{3} N^2}$$

donde: V_G : Voltaje nominal de línea a línea del generador en KV

N : Relación de transformación del transformador de distribución

La selección de la capacidad en KVA del transformador de distribución y de la resistencia dependerá de si desea que el relevador de sobretensión dispare el interruptor principal o que solo haga sonar una alarma. Si el relevador solo hará sonar una alarma, debería designarse el transformador en forma continua para un mínimo de:

$$KVA = \frac{10^3 V_G V_T}{\sqrt{3} N^2 R}$$

donde V_T es el valor nominal de alta tensión del transformador de distribución en KV. De igual forma, la capacidad continua debería ser como mínimo:

$$KW = \frac{10^3 V_G^2}{3 N^2 R}$$

Y el esquema de protección queda resumido como se muestra en la Figura 7.8.

$$V_{rel} = I_{sec} \times R$$

Por lo tanto el voltaje en el relé será:

$$I_{sec} = N \times I_f$$

Y la corriente de falla en el secundario I_{sec} del transformador será:

$$I_f = \frac{V}{R_a}; \text{ entonces: } I_f = \frac{V_{g/13}}{R_a}$$

Entonces la corriente de falla I_f será:

donde: N : Relación de transformación del transformador de distribución.
 R_a : Resistencia equivalente.
 R : Resistencia del secundario de puesta a tierra.

$$R_a = N^2 R$$

En la Figura 7.7 se muestra el circuito equivalente para una falla a tierra en una fase del generador, en la que se observa la resistencia equivalente del circuito; siendo esta calculada de la siguiente forma:

Si el relé está arreglado para disparar el interruptor del generador, pueden utilizarse capacidades de tiempo corto para el transformador y la resistencia. Por ejemplo, un transformador de capacidad de 1 minuto sólo tendría 21% de los KVA de capacidad continua, y una capacidad de 10 minutos tendría el 40%. Sin embargo, cuanto menor sea la capacidad del transformador, mayor será la reactancia inductiva que el transformador introducirá en serie con la resistencia de puesta a tierra; por esta razón, la capacidad de 1 minuto es la considerada como mínima deseable. La resistencia puede tener ya sea una capacidad de 10 segundos o de un minuto, pero la capacidad de 1 minuto es preferida por lo general porque es más conservadora y no muy cara. De hecho, las resistencias de designación continua pueden ser aún bastante económicas.

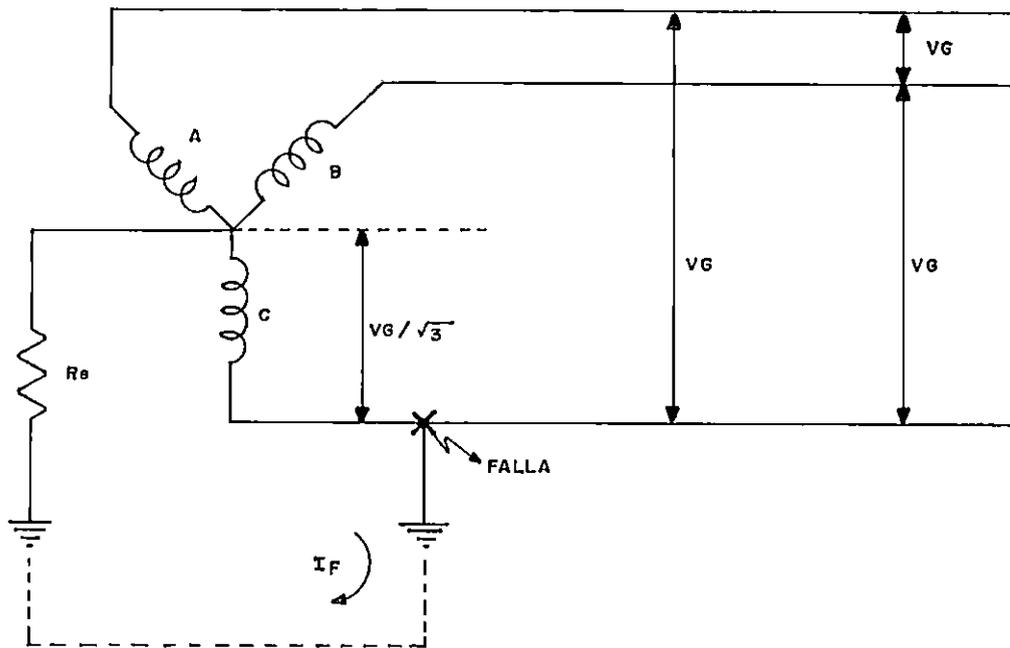


Figura 7.7. Circuito equivalente para falla a tierra en una de las fases del generador.

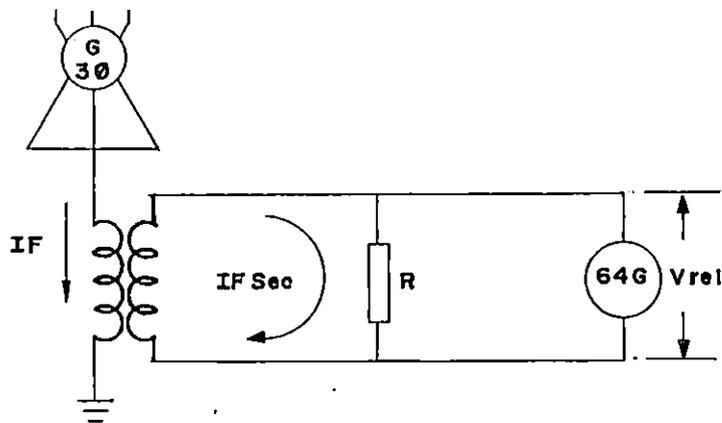


Figura 7.8. Esquema de protección de falla a tierra por transformador de distribución.

Si se desea proteger del 90-95 % del devanado del generador se debe calcular el 5-10 % de este valor, o sea:

$$\text{Ajuste del pickup de voltaje} = (0.05 \text{ a } 0.1) \times V_{rel}$$

El tiempo para este tipo de relevadores permite un ajuste relativamente alto en vista de que la falla a tierra no causa destrucción de la laminación por ser de corriente baja.

Por otra parte se desea un tiempo largo para evitar operaciones equivocadas para fallas exteriores, en las cuales puede reflejarse un voltaje a través del transformador de potencial de la unidad por efecto capacitivo o inductivo, que pudiera energizar a esta protección.

Como este voltaje no puede ser calculado con los datos disponibles normalmente y no se desea sacrificar sensibilidad de esta protección, se dá un ajuste de tiempo largo para tener certeza que la falla exterior ya se haya librado.

Un ajuste normal de esta protección es fijar un tiempo del orden de 2 segundos para la falla que dá el valor máximo de voltaje, resultando con un tiempo mayor para todas las demás fallas.

7.8.1 Cálculo y ajustes de la función relevadora de falla a tierra en el estator del generador.

En el esquema de protección de la instalación de la Central 5 de Noviembre se puede observar que la misma posee un transformador de distribución utilizado para el aterrizaje del neutro del generador para ser utilizado en conjunto con la protección de falla a tierra del estator del generador.

En nuestro caso utilizaremos este mismo transformador ya instalado y además tomaremos en cuenta, para el cálculo de los ajustes de la función de protección 59N, los criterios y apuntes antes mencionado. Las características del transformador de distribución son:

Potencia nominal = 25 KVA
Voltaje Primario = 13.8 KV
Voltaje Secundario = 115/230 V
RTD = 60 (Relación de Transformación)
VN = 13.8 KV (Volt. Nominal del Generador)

El valor de la resistencia de puesta a tierra a ser utilizada en paralelo con el devanado secundario, y considerando que la corriente de falla será limitada a 7.5 amperios, tenemos:

$$R = \frac{10^3 V_G}{(5 \text{ a } 15) \sqrt{3} N^2}; \text{ donde: } R = \frac{10^3 \times 13.8 \text{ KV}}{7.5 \times \sqrt{3} \times 60^2}$$

$$R = 0.293 \Omega.$$

Para la selección de los KVA mínimos del transformador de distribución tenemos:

$$KVA = \frac{10^3 V_G V_T}{\sqrt{3} N^2 R}; \text{ donde: } KVA = \frac{10^3 (13.8 \text{ KV})(13.8 \text{ KV})}{\sqrt{3} \times 60^2 \times 0.293 \Omega}$$

$$KVA = 104.23$$

Del criterio anteriormente mencionado, en el que se considera que el transformador será de una capacidad de tiempo corto, de alrededor de un minuto, se tiene el transformador de distribución tendrá una capacidad real de servicio continuo del 21% del valor de los KVA, entonces:

$$KVA_{\text{real}} = 21\% \text{ de KVA; entonces: } KVA_{\text{real}} = 0.21 \times 104.23$$

$$KVA_{\text{real}} = 21.89$$

Con esto comprobamos que el transformador de distribución que está siendo utilizado actualmente en el esquema de protección de la Central 5 de Noviembre, cumple a cabalidad con los requerimientos para ser utilizado en el nuevo esquema de protección en el que se utilizará el Relevador Digital Multifunción.

Ahora, será necesario determinar la potencia requerida mínima que la resistencia de puesta a tierra que acompaña al transformador de distribución deberá ser capaz de soportar durante la presencia de una falla a tierra en el estator del generador; para ello utilizaremos una resistencia con capacidad continua, la cual tendrá un valor:

$$KW = \frac{10^3 V_G^2}{3 N^2 R}; \text{ donde: } KW = \frac{10^3 (13.8 \text{ KV})^2}{3 \times 60^2 \times 0.293 \Omega}$$

$$KW = 60.18$$

Para encontrar la resistencia equivalente de la fase fallada, procedemos de la manera indicada a continuación:

$$R_e = N^2 R; \text{ donde: } R_e = 60^2 \times 0.293 \Omega$$

$$R_e = 1,054.8 \Omega$$

Y la corriente de falla en el primario será:

$$I_f = \frac{V_G/\sqrt{3}}{R_e}; \text{ donde: } I_f = \frac{13.8 \text{ KV}/\sqrt{3}}{1,054.8}$$

$$I_f = 7.55 \text{ A}$$

Con la relación de transformación, obtenemos la corriente de falla reflejada en el secundario, así:

$$I_{fsec} = N \times I_f; \text{ entonces: } I_{fsec} = 60 \times 7.55 \text{ A}$$

$$I_{fsec} = 453 \text{ A}$$

El voltaje máximo en el relevador, será:

$$V_{rel} = I_{fsec} \times R; \text{ entonces: } V_{rel} = 453 \text{ A} \times 0.293 \Omega$$

$$V_{rel} = 132.73 \text{ V}$$

Entonces el pickup (arranque) para una sensibilidad del 95% de protección de los devanados será:

$$\text{Pickup} = 5\% \text{ del } V_{rel}; \text{ entonces: } \text{Pickup} = 0.05 \times 132.73 \text{ V}$$

$$\text{Pickup} = 6.63 \text{ V.}$$

De acuerdo a los rangos de operación para la función relevadora 59N (Ver Anexo E) del M-0420, tenemos que el valor mínimo del pickup es de 10 V; por lo tanto, la sensibilidad para este valor será:

$$\text{Sensibilidad} = 100 - \frac{10 \text{ V}}{132.73 \text{ V}} \times 100 \%$$

$$\text{Sensibilidad} = 92.46 \%$$

Este valor de sensibilidad, como puede apreciarse, está dentro de los rangos sugeridos para la protección de los devanados del estator para fallas a tierra del mismo.

Los relevadores electromecánicos y también los de estado sólido utilizados para la protección de fallas a tierra en el estator, tienen una curva característica de Tiempo-Voltaje en por ciento del valor de arranque, como la mostrada en la Figura 7.9, la cual es utilizada para definir los ajustes de los tiempos de operación del relevador en base al porcentaje del valor del pickup. En otras palabras, el tiempo mínimo de operación estará definido para la falla que dá el voltaje máximo, el cual se sugiere que sea de

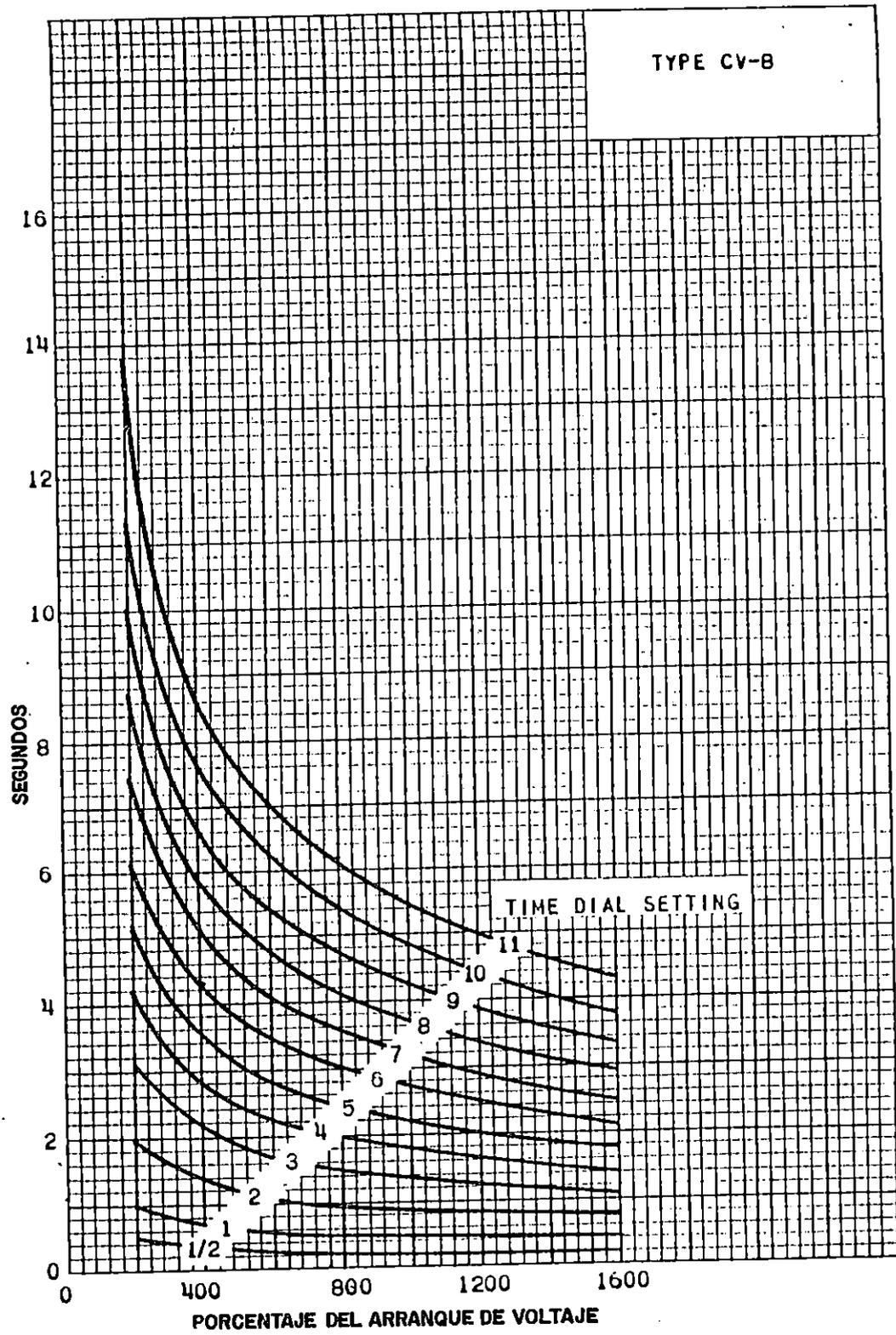


Figura 7.9. Curvas típicas de tiempo de un relevador de sobrevoltaje de bajo arranque.

alrededor de 2 segundos, y los tiempos de operación para valores de voltajes entre el pickup y el máximo valor de voltaje que pueda presentarse dependerá de la curva seleccionada (Time Dial).

En el caso del Relevador Digital Multifunción, que no cuenta con una curva de operación como la mencionada anteriormente, sino que con valores de tiempos definidos de Magnitud 1 y Magnitud 2, los cuales definen los tiempos máximo y mínimo de operación de la función relevador 59N, se procede considerando que el valor de voltaje máximo que pueda presentarse en una falla será de 132.73 V, entonces se podría programar la Magnitud 1 a 132 V con un tiempo de retraso de 2 segundos, como el recomendado.

Para poder determinar el ajuste de la Magnitud 2 y su respectivo tiempo de retraso, nos apoyaremos en la curva de operación de los relevadores convencionales antes mencionada (Figura 7.9). Considerando, que el valor del pickup será de 10 V, como el definido arriba, y el voltaje máximo será de 132 V, el cual representa el 1,300 % del pickup, y conociendo el tiempo de operación mínimo sugerido de 2 segundos, ploteamos estos valores en la gráfica de la Figura 7.9 y el punto donde éstos se cortan, nos definirá la curva del Time Dial de aproximadamente 5.2 (Ver línea punteada, Figura 7.9).

Según la curva característica, se puede observar que para un valor del 200% del pickup el tiempo de operación del relevador sería de alrededor de los 5 segundos, y para valores menores del 200%, este tiempo crece considerablemente, permitiendo definir el tiempo de la Magnitud 2 para un valor de los 6 segundos. Este tiempo sería lo suficientemente considerable para que otros dispositivos relevadores primarios despejen la falla que se haya presentado.

Por lo tanto, sacrificando un poco la sensibilidad de la función relevadora 59N, podemos definir el valor de arranque en 12 V (Magnitud 2), con un tiempo de retraso de 6 segundos.

Luego, los ajustes de la función relevadora protectora para fallas a tierra en los devanados del estator del generador, serán como se listan a continuación:

Magnitud 1: V = 132 V; Time Delay = 120 ciclos (2 s)

Magnitud 2: V = 12 V; Time Delay = 360 ciclos (6 s)

En todo caso, estas magnitudes podrán verse afectadas en su tiempo de retraso, a la hora de realizar la coordinación.

7.9.0 Función protectora de potencia direccional para falla de potencia inversa y sobrepotencia (32R/32F).

La función de potencia direccional (32) proporciona protección de respaldo al impulsor, más que al generador eléctrico mismo (para el caso de potencia inversa). Detecta el flujo inverso de potencia que puede ocurrir si:

- a) El impulsor pierde su energía de entrada, cuando se cierra la válvula estranguladora;
- b) Hay falla en el propio motor o turbina;
- c) Hay pérdida de excitación en el campo y,
- d) Se da energización accidental a baja velocidad.

Bajo estas condiciones, el generador se convierte en un motor, y funciona como tal, tomando potencia real del sistema e impulsando la turbina a velocidad normal. Los álabes pueden dañarse en esta operación por sobrecalentamiento, desarrollado por fricción debida a la acción como ventilador. Bajo condiciones normales de operación, dicho calor es disipado por el vapor (para el caso de turbinas de vapor), que actúa como refrigerante.

Este relevador es un respaldo a los dispositivos mecánicos que normalmente proporcionan esta protección (como la protección por cavitación en las turbinas hidráulicas).

El relevador de potencia inversa ANSI 32R que protege contra la motorización de un generador debe tener una alta sensibilidad para detectar un valor habitualmente muy pequeño de potencia inversa.

La magnitud de la potencia de motorización varía grandemente, dependiendo del tipo de impulsor; por ejemplo para turbinas hidráulicas varía de 2 - 100% de la capacidad nominal del generador; en todo caso para algunas aplicaciones específicas, debe obtenerse del fabricante la mínima potencia de motorización tomada por el generador.

El TAP de arranque recomendado por la C.F.E. (Comisión Federal de Electricidad, México) es ajustarlo a un valor del 50% de la potencia mínima de motorización estimado del motor o turbina; con el objeto de dar un retraso de tiempo necesario para así evitar disparos ante flujos transitorios, como pudiera ocurrir durante la sincronización. Se recomienda además, ajustar la protección de potencia inversa a un tiempo de respuesta del orden de 5 a 10 segundos.

La función de sobrepotencia (32F), protege al generador cuando éste es sometido a sobrecargas continuas que causan calentamiento en el estator por corrientes mayores a la nominal, las cuales le restan vida útil al generador y, por lo tanto, es necesario aislarlas en un tiempo prudencial.

El tiempo durante el cual un generador puede soportar una sobrecarga está determinado por la temperatura que puede soportar en función de su clase de aislamiento. Hay cuatro clases de aislamiento normalizados, A, B, F y H, que corresponden a aumentos de temperatura de 60 °C, 80 °C, 105 °C y 125 °C, respectivamente, sobre la temperatura ambiente. Mientras más alta sea la clase de aislamiento de una máquina, mayor será la potencia que pueda obtenerse de ella sin sobrecalentar sus arrollamientos.

El calentamiento por sobrecarga o por cualquier otro tipo de falla en los devanados, es un problema muy serio en los generadores. Una vieja regla establece que por cada 10 °C que se excede la temperatura nominal del devanado, el tiempo promedio de vida útil de la máquina se acorta a la mitad.

Los materiales aislantes modernos son menos susceptibles a la ruptura, pero las sobre temperaturas todavía acortan drásticamente su vida útil. Por esta razón, una máquina síncrona no debería ser sobrecargada a menos que sea absolutamente necesario.

Una sugerencia de la C.F.E., es que a los generadores se les permita una sobrepotencia de entre 110% a 120% por un tiempo corto, del orden de los 2 segundos.

7.9.1 Cálculo y ajustes de la función relevadora de protección 32R/32F.

Tenemos: $P_N = 16,667 \text{ KVA}$
 $P_{\text{min de Motorización}} = 15\% \text{ de } P_N$
 $V_{Ns} = 115 \text{ V}$
 $I_{Ns} = 3.49 \text{ A}$

- Cálculo para potencia inversa (32R).

La potencia nominal secundaria será:

$$P_{Ns} = \sqrt{3} V_{Ns} I_{Ns}; \text{ entonces: } P_{Ns} = \sqrt{3} \times 115 \text{ V} \times 3.49 \text{ A}$$

$$P_{Ns} = 695.15 \text{ VA}$$

La potencia a la cual operará esta función será determinada por el criterio anteriormente expuesto, recomendado por la C.F.E., entonces se toma el 50% de la potencia de motorización, por lo que:

La potencia de motorización secundaria será:

$$P_{Mot} = 15\% P_{Ne} = 0.15 \times P_{Ne}$$

entonces: $P_{Mot} = 0.15 \times 695.15 \text{ VA}$

$$P_{Mot} = 104.27 \text{ VA}$$

La potencia inversa a la que operará la función será:

$$P_{arranque} = 50\% P_{Mot} = 0.5 \times P_{Mot}$$

$$P_{arranque} = 0.5 \times 104.27 \text{ VA}$$

$$P_{arranque} = 52.13 \text{ VA}$$

Como se expuso en los Capítulos V y VI, el Relevador Digital Multifunción M-0420, necesita para esta función que los valores de ajuste sean introducidos en por unidad y tiene como base 1,800 VA para el cálculo de los valores en por unidad. Entonces $1,800 \text{ VA} = 1 \text{ p.u.}$, por lo cual:

$$\frac{52.13 \text{ VA}}{1,800 \text{ VA}} (\text{p.u.}) = 0.028 \text{ p.u.}$$

La función relevadora de protección de potencia inversa será programada, partiendo de los rangos de operación (ver Anexo E), ajustándola a 0.03 p.u., con un tiempo de retraso de 5 segundos, como sugerido por la C.F.E..

- Cálculo para sobrepotencia (32F).

Tenemos: $P_{Ne} = 695.15 \text{ VA}$

La sobrepotencia para un 120% de la nominal será:

$$P_{120\%} = 120\% P_{Ne} = 1.2 \times P_{Ne}$$

entonces: $P_{120\%} = 1.2 \times 695.15 \text{ VA}$

$$P_{120\%} = 834.18 \text{ VA}$$

Este valor de potencia en por unidad será:

$$\frac{834.18 \text{ VA}}{1,800 \text{ VA}} \text{ (p.u.)} = 0.46 \text{ p.u.}$$

Al igual que para el ajuste anterior, tomando en consideración los rangos de operación, el ajuste de la función de sobrepotencia será de 0.46 p.u. con un tiempo de retraso de 2 segundos.

Entonces los ajustes para la función de potencia direccional serán:

Para 32R: TAP = -0.03 p.u.; Time Delay = 300 ciclos.

Para 32F: TAP = 0.46 p.u.; Time Delay = 120 ciclos.

7.10.0 Cálculo de la función protectora de sobrefrecuencia y baja frecuencia (810/81U).

Los generadores que están interconectados con el sistema eléctrico de potencia, como en el caso bajo estudio, pueden, en determinadas ocasiones, algunos de ellos, quedar aislados del sistema debido a fallas que pueden ocurrir tanto dentro del generador como fuera de él. Por lo tanto, la carga queda conectada, por lo general, a otros generadores de la red, y en algunos casos ésta (la carga) puede ser tan grande, que puede ocasionar variaciones en la frecuencia del sistema; lo que representa una condición anormal que lleva a la desconexión del o los generadores, si es necesario.

Hay que valorar en que nivel o estado se puede permitir la desconexión de un generador para una determinada frecuencia, y de esta manera no ocasionar un colapso en el sistema.

Un sistema puede sostenerse en operación en un rango de frecuencia desde 59.5 Hz hasta 60.5 Hz continuamente, o a una frecuencia arriba de 60.5 HZ o abajo de 59.5 Hz por un tiempo determinado.

La Figura 7.10 muestra la curva característica con los límites de operación típicos bajo carga de una turbina. Aún no existe un relevador de frecuencia especial para esta aplicación, cuya característica se adapte totalmente a la curva de Frecuencia-Límite de operación.

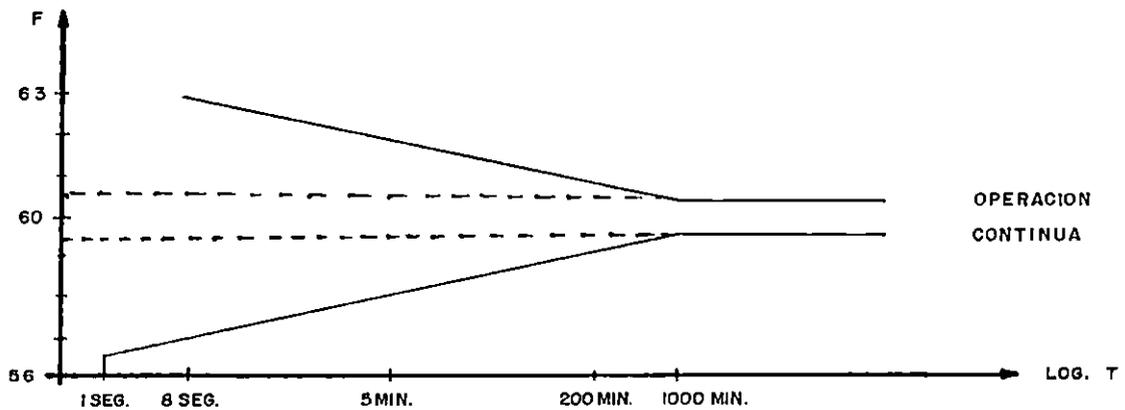


Figura 7.10. Curva característica frecuencia-límite de operación de una turbina grande.

La protección de frecuencia se emplea generalmente en turbogeneradores de gran capacidad en vista de que las aspas grandes en las partes de baja presión de la turbina presentan problemas de vibración a velocidad baja.

Esas aspas son de diseño muy crítico, se calculan de manera de que sus frecuencias naturales de vibración no coincidan ni tengan armónicas que coincidan con la frecuencia de vibración de la velocidad nominal de la turbina. Este equilibrio es tan fino, que a velocidades ligeramente distintas a la nominal sí puede haber frecuencias naturales de vibración a sus armónicas, debiendo evitarse que la turbina opere bajo carga en esas condiciones.

La operación a baja frecuencia de debe generalmente a sobrecarga del sistema, puede también presentarse transitoriamente cuando se subdivide el sistema eléctrico.

En todo caso el fenómeno de daño a las aspas largas por vibración es acumulativo. La fatiga total se compone de la suma de los tiempos operados fuera de los límites admisibles de velocidad.

En generadores hidroeléctricos es posible utilizar la protección de frecuencia para proteger al generador de variaciones de frecuencia debidas a fallas en el sistema de potencia; o cuando se de una sobrevelocidad del generador, la cual causa una sobrefrecuencia.

Los generadores eléctricos pueden trabajar conectados al sistema de potencia en un rango de frecuencia de aproximadamente de 59.0 Hz a 61.0 Hz sin que exista irregularidades en el generador. La operación del generador fuera de este rango de frecuencia hace necesaria su desconexión del sistema, ya que de no hacerlo, éste perdería su sincronismo con el sistema y esto podría incurrir en sobrecalentamientos del mismo.

Partiendo de las consideraciones antes expuestas se siguiere el ajuste del relevador de frecuencia de la siguiente manera:

- Función de baja frecuencia.

Magnitud 1 = 58 Hz; Time Delay = 180 ciclos.

Magnitud 2 = 57.5 Hz; Time Delay = 5 ciclos.

- Función de sobrefrecuencia.

Magnitud 1 = 61.5 Hz; Time Delay = 180 ciclos.

Magnitud 2 = 63 Hz; Time Delay = 5 ciclos.

7.11.0 Configuración y resumen de ajustes del Relevador Digital Multifunción PRIDE M-0420.

En los apartados que se presentan a continuación se da a conocer la configuración y el resumen de los ajustes de las funciones relevadoras de protección del Relevador Digital Multifunción para la protección del generador de la Unidad Nº 1 de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre.

7.11.1 Configuración de las funciones relevadoras de protección del Relevador Digital Multifunción.

HOJA DE REGISTRO DE CONFIGURACION DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION PRIDE M-0420

| | | | |
|--|---------------------------|-------------------------------------|---|
| PLANTA: <i>Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre</i> | | | |
| UNIDAD: <i>#1</i> | | P.T.: <i>14,400/120</i> | |
| CAPACIDAD: <i>16,667 KVA</i> | | C.T.: <i>1000/5</i> | |
| CODIGOS DE ACCESO | 1: <i>10</i> | 2: <i>101</i> | 3: <i>1011</i> |
| CONFIGURACION DEL CIRCUITO DE DISPARO | | OPCION | |
| | | INTERTIE | GENERATOR <input checked="" type="checkbox"/> |
| CONFIGURACION PERDIDA FUSIBLE | | OPCION | |
| INTERNAL FUSE LOSS LOGIC | ENABLE | <input checked="" type="checkbox"/> | DISABLE |
| BLOCK PHASE UNDERVOLTAGE | ENABLE | <input checked="" type="checkbox"/> | DISABLE |
| BLOCK REVERSE POWER | ENABLE | <input checked="" type="checkbox"/> | DISABLE |
| BLOCK TIME OVERCURRENT | ENABLE | <input checked="" type="checkbox"/> | DISABLE |
| CONFIGURACION INTERNA DIP SWITCH | | | |
| SW No | ON | | OFF |
| 1 | NO DISPONIBLE | | NO DISPONIBLE <input checked="" type="checkbox"/> |
| 2 | OPERACION NORMAL | <input checked="" type="checkbox"/> | CALIBRACION DEL RELE |
| 3 | OPERACION NORMAL | <input checked="" type="checkbox"/> | MODO DE DIAGNOSTICO |
| 4 | POTENCIA INVERSA 1 ϕ | | POTENCIA INVERSA 3 ϕ <input checked="" type="checkbox"/> |
| 5 | ENTRADA VT L-L | <input checked="" type="checkbox"/> | ENTRADA VT L-GND |
| 6 | VOLTAJE SEC.VT 69VAC | | VOLTAJE SEC.VT 120VAC <input checked="" type="checkbox"/> |
| 7 | FREC. SISTEMA 50 Hz | | FREC. SISTEMA 60 Hz <input checked="" type="checkbox"/> |
| 8 | RMS CON ARMONICOS | | RMS FREC. FUNDAMENTAL <input checked="" type="checkbox"/> |

7.11.2 Resumen de ajustes de las funciones relevadoras del Relevador Digital Multifunción.

HOJA DE REGISTRO DE AJUSTES DEL
RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION PRIDE M-0420

PLANTA: 5 de Noviembre UNIDAD: # 1

| FUNCION | ANSI | VALORES DE AJUSTE |
|---|------|--|
| SOBREVOLTAJE #1 | 59 | 127 V; Time Delay: 150 ciclos |
| SOBREVOLTAJE #2 | 59 | 172 V; Time Delay: 60 ciclos |
| SOBREVOLTAJE PICO #1 | 59I | 1.3 p.u.; Time Delay: 10 ciclos |
| SOBREVOLTAJE PICO #2 | 59I | 1.5 p.u.; Time Delay: 5 ciclos |
| BAJO VOLTAJE #1 | 27 | 109 V; Time Delay: 90 ciclos |
| BAJO VOLTAJE #2 | 27 | 104 V; Time Delay: 60 ciclos |
| SOBREVOLTAJE A TIERRA #1 | 64G | 132 V; Time Delay: 120 ciclos |
| SOBREVOLTAJE A TIERRA #2 | 64G | 12 V; Time Delay: 360 ciclos |
| BAJO VOLTAJE A TIERRA #1 | 27N | — |
| BAJO VOLTAJE A TIERRA #2 | 27N | — |
| SOBRECORRIENTE 3Φ | 51V | Curva Very Inv.; Tap=5.2 A; TD=1.3 |
| SOBRECORRIENTE INSTANT. 3Φ | 50 | Tap=14.3 A. |
| SOBRECORRIENTE A TIERRA | 51N | — |
| SOBRECORR. INSTANT. A TIERRA | 50N | — |
| SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA DE FASES | 46 | Tap = 2.3 A; Pickup = 20% T.D. = 4.0; Tiemp. max: 18,000 ci |
| POTENCIA INVERSA 3Φ | 32R | -0.03 p.u.; Time Delay: 300 ciclos |
| SOBRE POTENCIA 3Φ | 32F | 0.46 p.u.; Time Delay: 120 ciclos |
| SOBREFRECUENCIA #1 | 810 | 61.5 Hz; Time Delay: 180 ciclos |
| SOBREFRECUENCIA #2 | 810 | 63.0 Hz; Time Delay: 5 ciclos |
| BAJA FRECUENCIA #1 | 81U | 58.0 Hz; Time Delay: 180 ciclos |
| BAJA FRECUENCIA #2 | 81U | 57.5 Hz; Time Delay: 5 ciclos |

CONCLUSIONES DEL CAPITULO VII

El esquema de protección actual del generador N° 1 de la Central 5 de Noviembre, no cumple con las recomendaciones mínimas de protección, por lo cual es necesario la implementación de un esquema de protección actualizado. El Relevador Digital Multifunción provee las funciones relevadoras de protección suficientes para dicha actualización.

Para la realización de los cálculos y ajustes de las diferentes funciones relevadoras de protección, es necesario conocer las especificaciones técnicas del generador dados por el fabricante, los parámetros del sistema, los rangos de operación de las funciones relevadoras a implementar, así como las relaciones de transformación de los transformadores de instrumento.

Los criterios para los ajustes de las diferentes funciones relevadoras de protección, se han basado en análisis y en recomendaciones y sugerencias hechas por organismos e instituciones internacionales, competentes a la vanguardia del estudio y actualización de los esquemas de protección eléctricos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Altuve Ferrer, Héctor Jorge. Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. Programa Doctoral en Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Autónoma de Nuevo León. México, 1992.
2. Alvarenga Castillo, Santiago Aristides y otros. "Criterios Generales para Protecciones Eléctricas de Máquinas Síncronas de Polos Salientes". Tesis para optar al grado de: Ingeniero Electricista. Universidad Politécnica de El Salvador, UPES, 1991.
3. Amaya Linares, Sandra Arely y otros. "Cálculo y Ajuste de las Protecciones por Relevadores contra Fallas Desbalanceadas Internas en un Generador Síncrono". Tesis para optar al grado de: Ingeniero Electricista. Universidad Evangélica de El Salvador, UEES, 1989.

4. Beckwith Electric Co. Inc.
Protective Relays. Application Guide.
USA, 1990.
5. Collazo, Javier L.. Diccionario Enciclopédico. Términos Técnicos. Volúmenes I y II. México: Editorial McGraw Hill, Séptima Edición, 1988.
6. Comisión Federal de Electricidad. Esquemas de Protección Eléctrica. México: 1981.
7. Díaz de La Serna, P. Enrique y Ramírez G., J. Rubén. Selección, Ajustes y Coordinación de Protecciones Eléctricas. Instituto de Investigaciones Eléctricas.
8. Mason C. Rusell.
El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores. Traducido por: Amor Parera Bahi. Segunda Edición. México: Editorial Continental, S.A., 1971.
9. Ravindranath B. y Chander M..
Protección de Sistemas de Potencia e Interruptores. Traducido por: Rafael García García.
Primera Edición. México: Editorial Limusa, 1980.
10. Stevenson, W. D.. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. Traducido por: Jairo Osuna Suarez. México: Segunda Edición, McGraw Hill, 1981.

CONCLUSIONES GENERALES Y RECOMENDACIONES

Al dar por concluido el presente trabajo se presentan algunas conclusiones generales y recomendaciones las cuales se enuncian a continuación:

CONCLUSIONES

- 1- Los generadores eléctricos son los principales elementos de un sistema de potencia. Están diseñados para distintas capacidades de potencia, tensión, velocidad, etc.; los cuales pueden ser empleados en distintos tipos de centrales, tales como, hidroeléctricas, geotérmicas, a gas, y otras; y todos cuentan para su operación con un primotor, un sistema de regulación automático o manual, una excitación y un sistema de enfriamiento.
- 2- La conexión en paralelo de los generadores eléctricos es de mucha importancia, por su mayor capacidad y confiabilidad en un sistema de gran potencia. Esta conexión es posible realizarla mediante la operación de sincronismo, la que debe cumplir con las condiciones adecuadas para ésto, como igualdad de voltaje, de frecuencia y la misma secuencia y ángulo de fase.
- 3- La protección por relevadores asociados a interruptores de potencia fué una innovación que vino a dar mayor confiabilidad, estabilidad y seguridad de menores daños por fallas a los generadores eléctricos y al sistema de potencia. Estos han venido desarrollándose tecnológicamente que en la actualidad existen relevadores de protección muy sofisticados como lo son los de estado sólido y digitales multifunción. Todos ellos operan a base de magnitudes eléctricas que sensan provenientes de transformadores de instrumento, necesitando a su vez, un adecuado mantenimiento periódico para asegurar su buen rendimiento y confiabilidad.
- 4- El Relevador Digital Multifunción estudiado en el presente trabajo, no es exclusivo para protección de generadores eléctricos, ya que por sus múltiples funciones puede ser aplicado en sistemas de interconexión y líneas de subtransmisión/distribución. Este opera más que todo para fallas externas en el generador y cuenta con un sistema de funciones de protección primarias y de respaldo, además de tener la ventaja sobre los relevadores convencionales, utilizados

actualmente en el sistema de potencia nacional, de necesitar mucho menos espacio y cableado para su instalación y, poseer características especiales tales como una mayor velocidad de respuesta, exactitud, confiabilidad, estabilidad y comunicación; proporcionando de esta forma una reducción considerable en los costos de diseño e implementación en los proyectos de los esquemas de protección. Por lo cual se constituye en un relevador muy completo y eficiente.

- 5- La detección oportuna de cualquier condición anormal en la operación de un generador eléctrico es de primerísima importancia desde los puntos de vista de seguridad al personal, seguridad al equipo y del sistema de potencia al que está interconectado. Cuando el generador bajo consideración representa una parte sustancial del sistema eléctrico, la atención a sus protecciones adquiere una dimensión aún mayor, por las posibles implicaciones de una falla del mismo. Indudablemente que esta situación puede corresponder al generador número uno de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre, la cual no tiene las protecciones mínimas necesarias y es apremiante implementar un esquema actualizado. Entonces, la determinación adecuada de los ajustes de dichas protecciones debe estar basada en criterios firmes y en una comprensión plena de las características de este fenómeno y del principio de operación de las funciones relevadoras a seleccionar.

RECOMENDACIONES

- 1- Para que el generador número uno de la Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre cuente con un esquema de protección actualizado, se deben implementar las funciones más adecuadas del Relevador Digital Multifunción o en su defecto relevadores individuales que proporcionen las características adecuadas para tal fin, dada la importancia de dicha unidad generadora.
- 2- Para la implementación del Relevador Digital Multifunción a un generador eléctrico de gran potencia será necesario combinar éste con otros relevadores que proporcionen la función de protección para fallas no incluidas en el mismo, tales como relevadores diferenciales, relevadores de pérdida de excitación, relevadores de temperatura y otros que se consideren necesarios según el caso.

- 3- Al igual que como se recomienda la actualización de los esquemas de protección de las centrales generadoras, en particular el de la unidad número uno de la Central 5 de Noviembre, será necesario la actualización de los conocimientos del personal a cargo de las centrales, a través de capacitación técnica impartida por personas de instituciones especializadas en este campo de la Electricidad.

- 4- Creemos necesario tomar en consideración, por parte de las instancias competentes de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa, un proyecto de evaluación de los esquemas de protección de las diferentes unidades generadoras del sistema de potencia nacional, con el fin de llevar a cabo una actualización de los mismos, y para proporcionar así en forma mucho más eficiente y confiable el servicio eléctrico demandado por el crecimiento tanto industrial como domiciliario.

ANEXO A

RUTINAS DE PRUEBA DE LAS FUNCIONES DE PROTECCION DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION PRIDE M-0420

A.1.0 Rutinas de prueba.

Las rutinas para las pruebas de mantenimiento para este tipo de relevadores digitales, no necesariamente deben hacerse con la misma periodicidad que para los relevadores electromecánicos, ya que estos no poseen piezas móviles que se desajusten y vienen mucho más protegidos; pero siempre son necesarias dichas pruebas.

Estas pruebas se hacen periódicamente dependiendo de la constancia de funcionamiento del sistema y, del medio ambiente donde se encuentren. Sumado a esto, éstas, las pruebas, son muy importantes para cualquier tipo de relevador de protección, para garantizar su buena, confiable y oportuna operación frente a cualquier tipo de falla que se presente en el sistema de potencia.

Las pruebas de mantenimiento se realizan, por lo general, en el lugar de la instalación a la cual corresponde su período de mantenimiento. Pero, también, se puede trasladar el relevador a un laboratorio especializado para darle un mejor y más adecuado tratamiento.

Para llevar un recor de mantenimiento, se utilizan hojas de pruebas, en las cuales se registran las pruebas realizadas. Estas hojas de pruebas pueden ser diseñadas de distintas formas y dependerá del tipo de relevador. Para el caso del Relevador Digital Multifunción M-0420, se pueden utilizar las hojas mostradas en los Apartados 7.11.1 y 7.11.2 en las que puede registrarse el detalle de la configuración del relevador, así como también las magnitudes a las cuales éste debe responder.

El equipo para la realización de las pruebas de mantenimiento del Relevador Digital Multifunción, es de características muy especiales, por su precisión en las mediciones y su rapidez de operación y respuesta.

A continuación se detalla el equipo requerido para la realización de las pruebas al relevador M-0420:

- a) Dos fuentes de voltaje variable de 0 - 300 VAC, 10 A

- b) Una fuente de voltaje variable de 0 - 125 VDC.
- c) Una fuente de corriente variable de 0 - 25 A AC.
- d) Una fuente de potencia con frecuencia variable.
- e) Un medidor de tiempo (timer).
- f) Medidores de corriente y medidores voltaje.
- g) Puntas de prueba.

A.2.0 Pasos para realizar las rutinas de prueba.

Para la realización de las rutinas de las pruebas de mantenimiento, se siguen los pasos que a continuación se detallan:

- a) Desenergizar y retirar el relevador de su gabinete de conexión.
- b) Efectuar una revisión y limpieza general.
- c) Conectar la unidad al adaptador de pruebas, el cual tiene una configuración similar al panel trasero del relevador (Ver Capítulo V, Figura 5.2).
- d) Hacer las conexiones respectivas con los equipos de prueba, utilizando la configuración adecuada, mostradas en las Figuras de la A-1 a la A-6, para la prueba a realizar.

Cada función de protección del relevador a ser probada, debe ser habilitada (ENABLED), mientras las restantes permanecen deshabilitadas (DISABLED). Esto es necesario para que ninguna otra función interfiera en la ejecución de la prueba.

Los parámetros a medir en las distintas funciones de protección del relevador son: voltajes, corrientes, potencia, frecuencia y tiempo de operación.

En general, lo que se persigue con las pruebas de mantenimiento, es verificar el buen estado del relevador, tanto su estado funcional como circuital. Básicamente son dos las pruebas que se realizan para cada función de protección del Relevador Digital Multifunción, a saber:

- a) Verificar el Pick-up de la magnitud a probar y,
- b) Verificar el tiempo de operación de la función.

A.3.0 Ejecución de las rutinas de prueba.

Para la ejecución de las rutinas de prueba se deben tomar en consideración los pasos descritos en el apartado anterior y prestarle una especial atención a las configuraciones de conexión antes mostradas. Esto, es para que las pruebas sean seguras y eficientes y así evitar falsas mediciones y daños de los equipos de prueba.

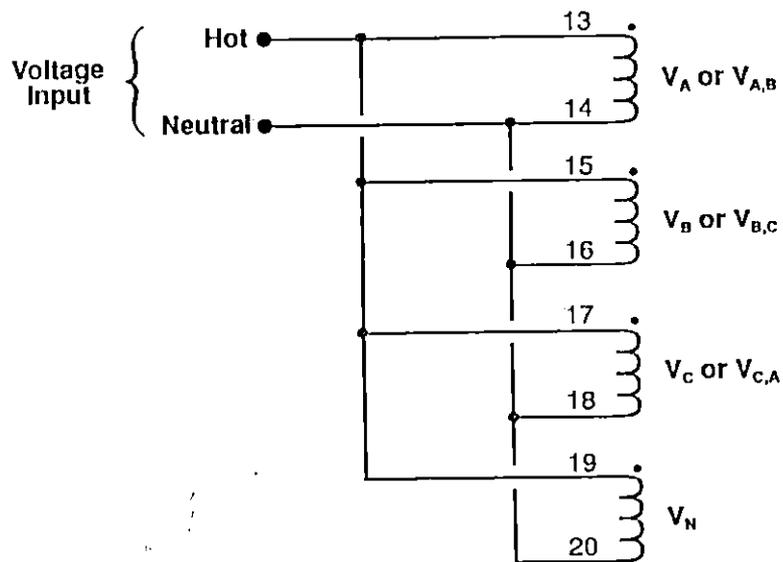


Figura A.1. Entradas de voltaje. Configuración V1.

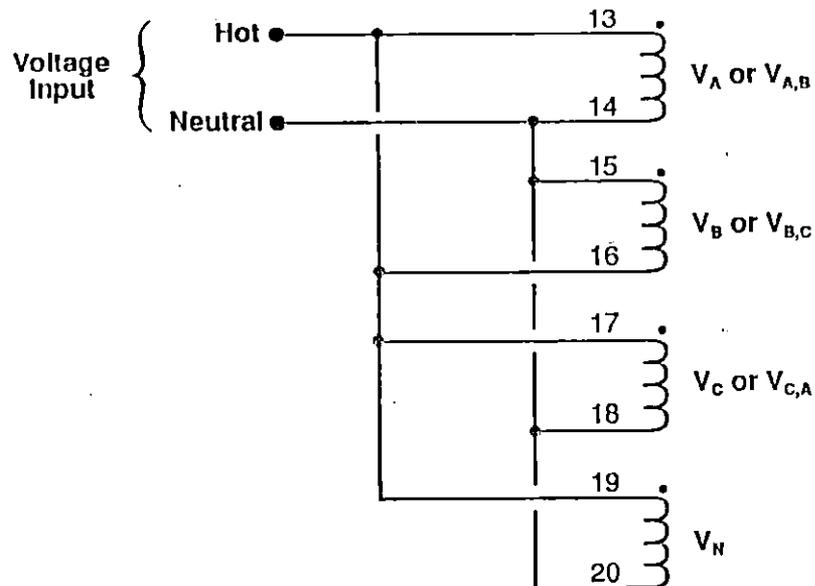


FIGURA A.2. Entradas de voltaje. Configuración V2.

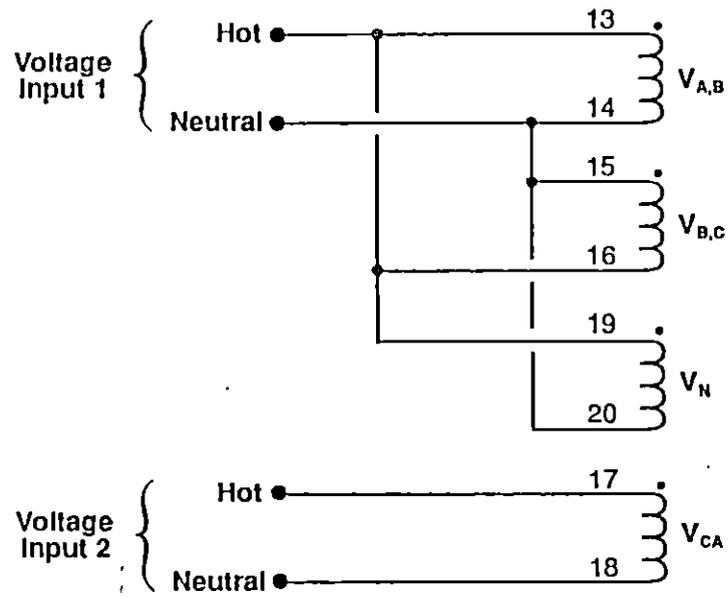


Figura A.3. Entradas de voltaje. Configuración V3.

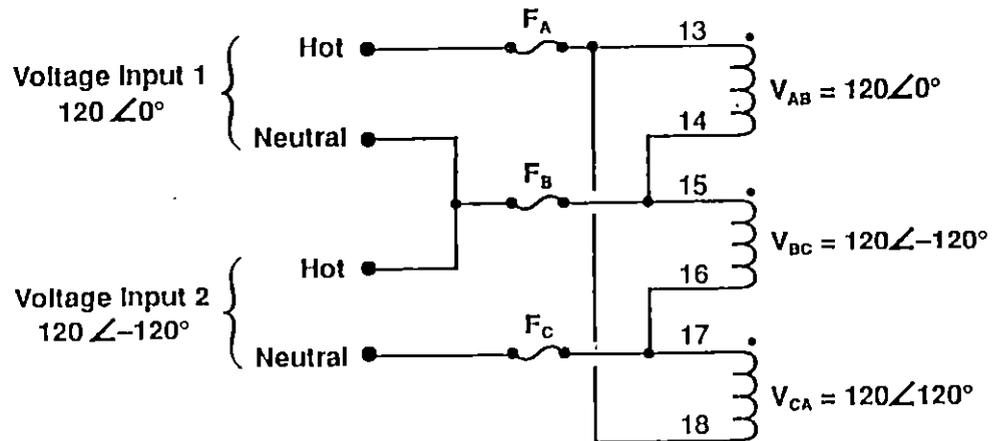


Figura A.4. Entradas de voltaje. Configuración V4.

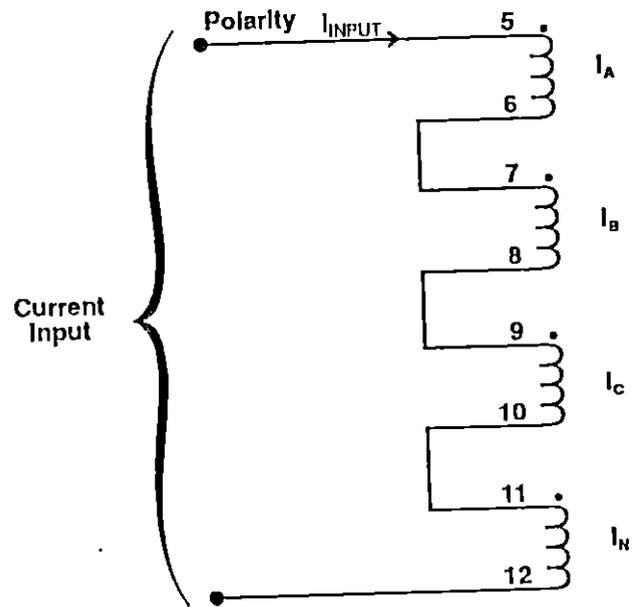


Figura A.5. Entradas de corriente. Configuración C1.

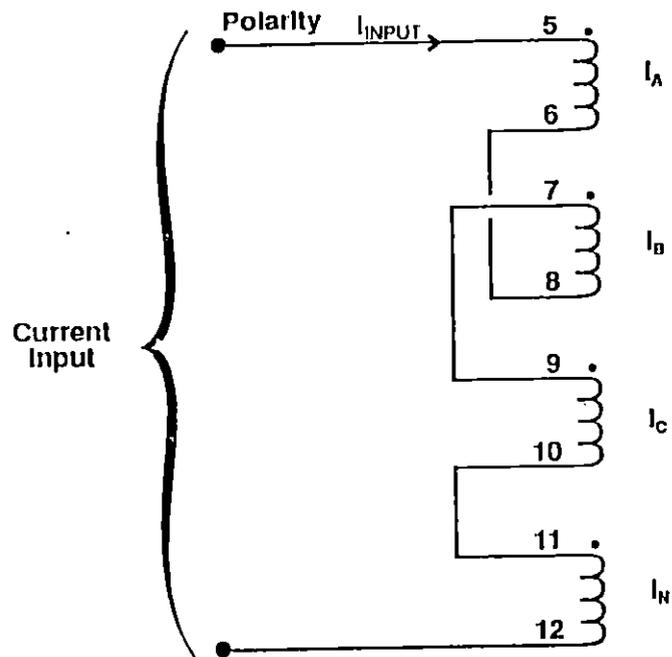


Figura A.6. Entradas de corriente. Configuración C2.

Las magnitudes que a continuación se utilizan para la realización de las pruebas no son estándares, sino que estas se han tomado atendiendo a la recomendación del fabricante; en todo caso, las pruebas pueden ser realizadas con cualquier magnitud, teniendo el cuidado que ésta se encuentre dentro de los rangos de operación de cada función del Relevador Digital Multifunción.

A.3.1 Pruebas de las funciones de voltaje.

Las funciones de voltaje son que cuenta el Relevador Digital Multifunción son las que se presentan a continuación:

- a) Función de sobrevoltaje trifásico.
- b) Función de sobrevoltaje a neutro.
- c) Función de sobrevoltaje pico trifásico.
- d) Función de bajo voltaje trifásico.
- e) Función de bajo voltaje a neutro.

Enseguida, puede realizarse las pruebas con las magnitudes mostradas en la Tabla A-1, siguiendo los pasos descritos a continuación.

- i) Habilitar la función a probar, mientras el resto permanecen deshabilitadas.
- ii) Probar el Pick-Up y el tiempo de disparo de cada función de protección.
- iii) Observar que el LED indicador de falla correspondiente a cada función probada, se ilumine cuando esta actúa normalmente ante la prueba (falla simulada). Además observar, la información desplegada en pantalla, en cada prueba.
- iv) Anotar en la hoja de registro de pruebas.

Tabla A.1. Valores de prueba para las funciones relevadoras de protección de voltaje.

| ANSI | CONFIGURACION | MAGNITUD # 1 | TIME DELAY |
|------|---------------|--------------|------------|
| 59 | V1 - C1 | 126 V | 30 CICLOS |
| 59N | V1 - C1 | 150 V | 5 CICLOS |
| 59I | V1 - C1 | 1.10 p.u. | 5 ciclos |
| 27 | V1 - C1 | 108 V | 30 CICLOS |
| 27N | V1 - C1 | 60 V | 5 CICLOS |

A.3.2 Prueba de las funciones de corriente.

Las funciones de corriente con que cuenta el Relevador Digital Multifunción son las siguientes:

- a) Función de sobrecorriente instantánea trifásica.
- b) Función de sobrecorriente instantánea a neutro.
- c) Función de sobrecorriente temporizada a neutro.
- d) Función de sobrecorriente temporizada trifásica con control de voltaje o restricción de voltaje.
- e) Función de sobrecorriente de secuencia negativa trifásica.

A continuación se pueden realizar las pruebas de las funciones antes mencionadas, utilizando las magnitudes y características descritas en la Tabla A-2:

- i) Habilitar la función a probar, mientras el resto permanecen deshabilitadas.
- ii) Probar el pick-Up y el tiempo de disparo para cada una de las funciones de sobrecorriente del relevador M-0420, considerando los valores registrados en la Tabla A-3, la cual presenta tiempos esperados.
- iii) Observar que los LED's indicadores de falla correspondientes se iluminen para comprobar la correcta operación de la función relevadora bajo prueba. Además, debe observarse en pantalla el despliegue de la respectiva información de la operación efectuada.
- iv) Anotar las lecturas realizadas, durante la prueba, en la hoja de registro de pruebas.

Tabla A.2. Valores de prueba para las funciones relevadoras de protección de corriente.

| ANSI | CONFIGURACION | MAGNITUD | TIME DIAL, CURVA | V.CONTROL | V.RESTRICCION |
|------|---------------|--------------------------------------|--|-----------|---------------|
| 50 | V1 - C1 | 9 A | ----- | ----- | ----- |
| 50N | V1 - C1 | 9 A | ----- | ----- | ----- |
| 51N | V1 - C1 | 1 A | 5, MUY INVERSO | ----- | ----- |
| 51 | V1 - C1 | 1 A | 5, MUY INVERSO | DESHABIL. | DESHABILITADO |
| 51VC | V1 - C1 | 1 A | 5, MUY INVERSO | 132 V | DESHABILITADO |
| 51VR | V1 - C1 | 1 A | 5, MUY INVERSO | DESHABIL. | HABILITADO |
| 46 | V1 - C2 | 5 A PickUp en % del Tap 50% | 25 ($K=I_2^2 \cdot t$) $t_{max} \text{ de } 10^4 \text{ seg}$ | ----- | ----- |

Tabla A.3. Magnitudes de V e I de operación con el tiempo esperado para la prueba de las funciones relevadoras de protección de corriente.

| ANSI | V DE OPERACION (V) | I DE OPERACION (A) | t ESPERADO |
|------|--------------------|--------------------|------------|
| 50 | ----- | 9.5 | 2 Ciclos |
| 50N | ----- | 9.5 | 2 Ciclos |
| 51N | ----- | 2.0 | 7.36 seg. |
| 51 | ----- | 2.0 | 7.36 seg. |
| 51VC | 131 | 2.0 | 7.36 seg. |
| 51VR | 25 | 1.0 | 1.71 seg. |
| | 60 | 1.0 | 7.36 seg. |
| | 120 | 5.0 | 1.22 seg. |
| 46 | ----- | 15.0 | 6.25 seg. |

A.3.3 Prueba de las funciones de frecuencia.

Las funciones de frecuencia que posee el Relevador Digital Multifunción M-0420 son las que se apuntan a continuación:

- a) Función de sobrefrecuencia.
- b) Función de baja frecuencia.

Para realizar las pruebas de estas funciones, se procede de forma similar a las antes señaladas, considerando las magnitudes detalladas en la Tabla A-4. Así:

- i) Habilitar la función a probar y mantener 120 V con una frecuencia de 60 Hz.
- ii) Variar la frecuencia hasta alcanzar el valor dado en la Tabla A.4. Observar si la función respectiva opera y, a la vez, medir el tiempo de disparo de la misma.
- iii) Observar si se ilumina el LED indicador de falla de la función en el panel frontal de la unidad y, recoger la información respectiva desplegada en pantalla.
- iv) Anotar en la hoja de registro de pruebas del relevador.

Tabla A.4. Valores de prueba para las funciones relevadoras de protección de frecuencia.

| ANSI | CONFIGURACION | MAGNITUD # 1 | TIME DELAY |
|------|---------------|--------------|------------|
| 810 | V2 - C1 | 60.5 Hz | 30 CICLOS |
| 81U | V2 - C1 | 59.5 Hz | 30 CICLOS |

A.3.4 Prueba de las funciones de potencia.

Las funciones que posee el Relevador Digital Multifunción M-0420 son la siguientes:

- a) Función de Sobrepotencia
- b) Función de potencia inversa.

En esta prueba se procede de la misma forma que las descritas anteriormente, y también tomándose en cuenta los valores de las magnitudes para cada función y su respectiva configuración de prueba, datos anotados en la Tabla A.5, de la siguiente manera:

- i) Habilitar únicamente las funciones a ser probadas en su respectivo momento, y, variar el voltaje y la corriente hasta alcanzar los valores anotados en la Tabla A.6.
- ii) Medir el tiempo (Aproximadamente 30 ciclos).
- iii) Observar el LED indicador de falla en el panel frontal de la unidad y poner atención a la información presentada en pantalla, cuando se dá la operación de la función relevadora.
- iv) Anotar los datos en las hojas de registro de pruebas.

Tabla A.5. Valores de prueba para las funciones relevadoras de protección de potencia.

| ANSI | CONFIGURACION | MAGNITUD # 1 | TIME DELAY |
|------|---------------|--------------|------------|
| 32F | V1 - C1 | 3.0 p.u. | 30 CICLOS |
| 32R | V1 - C1 | -3.0 p.u. | 30 CICLOS |

Tabla A.6. Magnitudes de V e I de operación con el tiempo esperado para la prueba de las funciones relevadoras de protección de potencia.

| ANSI | V DE OPERACION (V) | I DE OPERACION (A) | t ESPERADO |
|------|--------------------|--------------------|------------|
| 32F | 120 | 16 | 0.5 seg. |
| 32R | 120 | 16 180° | 0.5 seg. |

A.3.5 Prueba de la función de reconexión.

Esta prueba se realiza tomando en consideración los datos dados en la Tabla A.7, y se realiza de la siguiente forma:

- i) Conectar un ohmímetro entre los terminales 49 y 50 del panel tracero de la unidad M-0420 (contactos del relé de reconexión). Los contactos deberán estar cerrados y el ohmímetro indicará 0 Ω .
- ii) Incrementar el voltaje de entrada hasta 130 V. La unidad disparará después de un tiempo de retraso de 30 ciclos y los contactos abrirán.
- iii) Disminuir el voltaje de entrada a 120 V e iniciar el conteo de tiempo. Los contactos de reconexión deberán cerrar después de un tiempo de retraso de 60 ciclos y el ohmímetro indicará nuevamente 0 Ω .

Tabla A.7. Configuración y tiempo de retraso para la prueba de la función de reconexión.

| ANSI | CONFIGURACION | TIME DELAY |
|------|---------------|------------|
| 79 | V1 - C1 | 60 CICLOS |

A.4.0 Procedimiento de autocalibración.

El Relevador Digital Multifunción M-0420 ha sido calibrado completamente en la fábrica, por lo tanto no es necesario re-calibrarlo a los valores iniciales de instalación. Una calibración adicional será necesaria solamente si algún componente ha sido cambiado durante un procedimiento de reparación.

Se puede observar a continuación los pasos necesarios para llevar a cabo dicho procedimiento de autocalibración:

1. Retirar la unidad M-0420 del gabinete que lo contiene y luego colocar el interruptor 2 (switch 2) de la configuración interna de interruptores DIP en la posición OFF (ver Capítulo V, Figura 5.28)
2. Regresar la unidad M-0420 a su respectivo gabinete y energizarla. La pantalla de cristal líquido deberá desplegar los mensajes "CALIBRATION" y luego "CONNET INPUTS AND PRESS ENTER TO RECAL" ("Calibración" y "Conecte las entradas y presione enter para recalibrar").
3. Conectar $V_A = V_B = V_C = V_N = 120.0$ V con 0° de fase y, $I_A = I_B = I_C = I_N = 5.00$ A a 0° de fase. Las conexiones se indican en las Figuras A-1 y A-5.
4. Presionar ENTER. Mientras la unidad está realizando el proceso de calibración, la pantalla LCD desplegará el mensaje "WAIT". Cuando la calibración es completada, desplegará el mensaje "DONE".
5. Remover el relevador del gabinete y reponer el interruptor 2 (DIP SWITCH 2) a la posición ON, la cual es la posición para operación normal.
6. Colocar la unidad nuevamente en el gabinete y energizarla. verificar la calibración leyendo los estados:

$$V_A = V_B = V_C = V_N = 120 \text{ V}$$

$$V_1 = V_2 = 0$$

$$V_0 = 120 \text{ V}$$

$$I_A = I_B = I_C = I_N = 5 \text{ A}$$

$$I_2 = 0$$

$$P = 1 \text{ p.u.}$$

$$Q = 0.0 \text{ p.u.}$$

$$\text{Factor de Potencia (f.p.)} = 1.0$$

7. Remover las fuentes de calibración de entrada.

APENDICE B

PROCEDIMIENTO DE DIAGNOSTICO OPERATIVO PARA EL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION PRIDE M-0420

Los procedimientos de diagnóstico ejecutan las pruebas básicas funcionales para verificar la operación de los controles del panel frontal, las entradas, las salidas, y los puertos de comunicación del Relevador Digital Multifunción M-0420. Estas pruebas son ejecutadas en el Modo de Diagnóstico (Diagnostic Mode), el cual es accedido colocando el interruptor 3 de la configuración interna del interruptor DIP (DIP Switch 3), en la posición OFF.

Primeramente, es necesario accesar al Modo de Diagnóstico. Para ello:

1. Desenergizar la unidad M-0420 y removerla del gabinete contenedor.
2. Poner el interruptor 3, de la configuración interna del interrupción DIP, en la posición OFF (UP).
3. Colocar nuevamente la unidad en su gabinete y energizarla. El menú del Modo de Diagnóstico será presentado en pantalla.

DIAGNOSTIC MODE

OUTPUT TEST (RELAY)
OUTPUT input led button

Las opciones (selecciones) del Modo de Diagnóstico trabajan en una forma similar a las opciones del modo operacional, con la excepción de que después de que cada prueba ha sido completada y la tecla EXIT es presionada, la palabra DONE (HECHO) se desplegará en pantalla. La tecla EXIT debe ser presionada nuevamente para regresar al menú principal del Modo de Diagnóstico.

Si presionamos nuevamente la tecla EXIT, cuando estamos en el menú principal del Modo de Diagnóstico, la siguiente pantalla se desplegará:

| |
|--|
| RETURN DIAG MODE DIP SW PRES ANY KEY TO RESET |
|--|

Para regresar al menú principal del Modo de Diagnóstico, deberá presionarse cualquier tecla del panel frontal EXCEPTO la tecla TARGET RESET/LAMP TEST.

Si se desea regresar la unidad a la operación normal, será necesario desenergizar el relevador M-0420, reponer el interruptor 3 de la configuración interna DIP a la posición ON (DOWN), y luego energizar la unidad.

Las opciones del menú del Modo de Diagnóstico se describen a continuación.

B.1.0 Prueba de los puntos de salida. (OUTPUT TEST)

La opción del menú OUTPUT TEST habilita al usuario para chequear las salidas del relevador en forma individual, las cuales pueden seleccionarse por medio de un número utilizando la perilla del panel frontal.

La salida seleccionada puede ser puesta en ON o en OFF utilizando las teclas de desplazamiento izquierda y derecha.

Tabla B.1. Contactos terminales para la prueba de salida.

| R E L E | | C O N T A C T O * | |
|---------|--------------------------|-------------------|--------------|
| NUMERO | NOMBRE | NORM.ABIERTO | NORM.CERRADO |
| 1 | DISPARO | 44 - 45 | 45 - 46 |
| 2 | PERDIDA DE FUSIBLE DE VT | 47 - 48 | ----- |
| 3 | N/A | ----- | ----- |
| 4 | ALRMA DE AUTOPRUEBA | ----- | 40 - 41 |
| 5 | ANUNCIACION DE DISPARO | 38 - 39 | ----- |
| 6 | RECONEXION HABILITADA | 49 - 50 | 50 - 51 |
| 7 | N/A | ----- | ----- |
| 8 | N/A | ----- | ----- |

* La posición "normal" de los contactos corresponde al estado desenergizado (OFF) del relevador.

B.1.1 Procedimiento de prueba de salida.

1. Girar la perrilla del panel frontal (si es necesario) hasta que la unidad despliegue en pantalla el siguiente mensaje:

```
OUTPUT TEST (RELAY)
OUTPUT input led button
```

2. Presionar ENTER. La unidad desplegará:

```
RELAY NUMBER
  1
```

3. Presionar ENTER. La unidad desplegará:

```
RELAY NUMBER
OFF on
```

4. Refiriéndose a la Tabla B-1, conecte un ohmímetro entre los contactos normalmente abiertos para el relé 1 (terminales 44 y 45 del relé de disparo-TIRP relay). Los contactos de salida deberán estar abiertos; por lo tanto el ohmímetro deberá ser $\infty \Omega$. Conectar el ohmímetro entre los contactos normalmente cerrados para el relé 1 (terminales 45 y 46 del mismo relé de disparo). Los contactos de salida deberán estar cerrados y el ohmímetro deberá dar una lectura de 0Ω .
5. Utilizando la tecla de desplazamiento a la derecha del panel frontal resaltar (poner en negrilla) la palabra ON. La unidad desplegará en pantalla:

```
RELAY NUMBER
off ON
```

6. Presionar ENTER. La unidad desplegará:

```
RELAY NUMBER
  1
```

Los contactos de salida normalmente abiertos, deberán cerrar y los contactos de salida normalmente cerrados deberán abrir. El ohmímetro deberá dar una lectura de 0Ω entre los terminales 44 y 45, e $\infty \Omega$ entre los terminales 45 y 46.

7. Presionar ENTER. La unidad desplegará:

```
RELAY NUMBER  
off ON
```

8. Usando la tecla de desplazamiento hacia la izquierda del panel frontal, resaltar la palabra OFF. La unidad deberá desplegar en pantalla el mensaje:

```
RELAY NUMBER  
OFF on
```

9. Presionar la tecla ENTER. La pantalla del M-0420 desplegará:

```
RELAY NUMBER  
1
```

Los contactos de salida normalmente abiertos deberán abrir (terminales 44 y 45), y los contactos de salida normalmente cerrados deberán cerrar (terminales 45 y 46); por lo tanto el ohmímetro dará las lecturas iniciales dadas en el numeral 4.

10. Girar la perilla del panel frontal en sentido horario para seleccionar el relé número 2 (Relé de Pérdida de Fusible). La unidad desplegará en pantalla:

```
RELAY NUMBER  
2
```

11. Repetir los pasos del 3 al 10 para el relé 2 y con el resto de relés. Cuando se finalice, presionar EXIT dos veces para regresar al menú principal del Modo de Diagnóstico.

B.2.0 Prueba de los puntos entrada (INPUT TEST).

La opción del menú INPUT TEST habilita al usuario para determinar el estado de las entradas del relevador M-0420 en una forma individual. Al igual que para la prueba de las salidas, esta selección del menú nos permite seleccionar cada entrada con un número, utilizando para ello la perilla del panel frontal. Posteriormente se desplegará en pantalla el estado de la entrada seleccionada.

Tabla B.2. Terminales de entrada del M-0420.

| ENTRADA NUMERO | DESIGNACION | TERMINAL |
|-------------------|----------------|----------|
| 1 | 52b | 32 |
| 2 | ENTRADA FL 60* | 33 |
| 3 | no usada | ---- |
| 4 | no usada | ---- |
| 5 | no usada | ---- |
| 6 | no usada | ---- |

* Entrada pérdida de fusible.

B.2.1 Procedimiento de prueba de entrada.

1. Girar la perilla del panel frontal hasta que la unidad despliegue:

```
INPUT TEST
output INPUT led button
```

2. Presionar ENTER. La unidad desplegará:

```
INPUT NUMBER
1
```

3. Presionar ENTER. La unidad desplegará:

```
INPUT NUMBER
CIRCUIT OPEN
```

4. Conectar el neutro de la entrada AC (terminal 55) a la entrada 1 (terminal 32, entrada de estado del disyuntor 52b). Ver Capítulo V, Figura 5.2). La unidad desplegará en pantalla el mensaje:

```
INPUT NUMBER  
CIRCUIT CLOSED
```

5. Presionar ENTER. La unidad deberá desplegar:

```
INPUT NUMBER  
1
```

Enseguida desconectar el neutro de la entrada AC (terminal 55) de la entrada 1 (terminal 32).

6. Girar la perilla del panel frontal en sentido horario hasta ver en pantalla el mensaje:

```
INPUT NUMBER  
2
```

7. Haciendo referencia a la Tabla B.2, repetir los pasos del 2 al 5 para la entrada 2. Cuando se concluya el procedimiento, será necesario presionar la tecla EXIT tres veces para regresar al menú principal del Modo de Diagnóstico. Este procedimiento de prueba, no será necesario realizarlo para las entradas de la 3 a la 6, ya que éstas no han sido utilizadas, como puede observarse en la Tabla B.2.

B.3.0 Prueba de los LED's indicadores (LED TEST).

La opción LED Test del menú principal del Modo de Diagnóstico, le permite al usuario chequear los LED's indicadores de operación del panel frontal del Relevador Digital Multifunción M-0420, individualmente.

B.3.1 Procedimiento de prueba de los LED's indicadores.

1. Gire la perilla del panel frontal hasta que la unidad despliegue en pantalla el mensaje:

| |
|-------------------------------------|
| LED TEST output input LED button |
|-------------------------------------|

Tabla B.3. Designaciones de los LED's indicadores

| LED | DESIGNACION | LED | DESIGNACION |
|-----|------------------------|-----|---|
| 1 | 59 SOBREVOLTAJE | 8 | 51/67 SOBRECORRIENTE |
| 2 | 27 BAJO VOLTAJE | 9 | 50 SOBRECORRIENTE INSTANTANEA |
| 3 | 59 N SOBREVOLTAJE | 10 | . 51 N SOBRECORRIENTE |
| 4 | 27 N BAJO VOLTAJE | 11 | 50 N SOBRECORRIENTE INSTANTANEA |
| 5 | 81 SOBRE FRECUENCIA | 12 | 46 SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA |
| 6 | 81 BAJA FRECUENCIA | 13 | 32 SOBREPOTENCIA DIRECCIONAL |
| 7 | GRABADOR DE FALLA | 14 | DISYUNTOR CERRADO |

NOTA: Los LED's 15 y 16 no son usados. Los LED's de selección de función (SELECT FUNCTION) y de entrada de punto de referencia (ENTER SETPOINT), son referidos por su nombre durante el procedimiento de prueba. El LED de energización (POWER LED) deberá estar encendida continuamente mientras la unidad esté energizada. El LED de indicación de funcionamiento correcto del relé (RELAY OK LED) centelleará continuamente mientras el relevador esté energizado.

2. Presionar ENTER. La unidad desplegará:

| |
|-----------------------------|
| LED TEST LED number 1=ON |
|-----------------------------|

Luego de realizar esta operación, el LED 1 (LED indicador de falla de sobrevoltaje - 59 OVERVOLTAGE), deberá encender.

3. Presionar nuevamente la tecla ENTER. La pantalla de la unidad deberá desplegar:

```
LED TEST
LED number 2=ON
```

Al igual como indicado en el paso anterior, el LED 2 (LED indicador de falla de bajo voltaje - 27 UNDERVOLTAGE), deberá iluminarse.

4. Con referencia a la Talba B-3, repetir el paso 2 para cada LED indicador. Cuando todos los LED's han sido probados, presionar la tecla ENTER dos veces para regresar al menú principal del Modo de Diagnóstico.

B.4.0 Prueba de las teclas (BUTTON TEST).

Esta opción del menú Button Test le permite al usuario chequear las teclas del panel frontal. Así como van siendo presionadas las teclas, su respectivo nombre va siendo desplegado en pantalla. Para la perilla del panel frontal, la pantalla LCD desplegará el incremento del número mostrado cuando ésta sea girada en sentido horario, lo cual indicará que su funcionamiento es correcto.

B.4.1. PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE LAS TECLAS.

1. Estando en el menú principal del Modo de Diagnóstico, girar la perilla del panel frontal hasta que la pantalla despliegue:

```
BUTTON TEST
output input led BUTTON
```

2. Presionar ENTER, y la unidad desplegará:

```
BUTTON TEST
0
```

3. Rotar la perilla del panel frontal en sentido horario primeramente y luego en sentido antihorario. El número mostrado en pantalla deberá incrementar y luego decrecer, respectivamente.
4. Presionar y mantener en esa posición la tecla ENTER; la unidad desplegará en pantalla:

```
BUTTON TEST
0 ENTER
```

5. Liberar la tecla ENTER. La pantalla desplegará el mismo mensaje señalado en el numeral 2, así:

```
BUTTON TEST
0
```

6. Repetir los pasos 4 y 5 para cada una de las teclas del panel frontal. Los nombres de las teclas serán desplegados en pantalla mientras están presionadas. Cuando esta acción sea terminada, deberá presionarse la tecla EXIT dos veces para regresar al menú principal del Modo de Diagnóstico. Es recomendable chequear la tecla EXIT al final, ya que ésta permite la salida de esta prueba.

B.5.0 Prueba de la pantalla (DISPLAY TEST).

La selección del menú Display Test habilita al usuario chequear la pantalla de cristal líquido (LCD). Cuando esta prueba se lleva a cabo, la unidad entra en un ciclo variando a través de algunos patrones de prueba, hasta que la tecla EXIT es presionada.

B.5.1 Procedimiento de prueba de la pantalla.

1. Girar la perilla del panel frontal hasta que la unidad despliegue en pantalla:

```
DISPLAY TEST
DISP backlit com1 com2
```

2. Presionar ENTER. La unidad desplegará una secuencia de caracteres de prueba.

3. Luego que la prueba ha terminado su ciclo completamente, presionar la tecla ENTER dos veces para regresar al Modo de Diagnóstico.

B.6.0 Prueba de la luz de fondo de la pantalla (BACKLIGHT TEST).

Esta prueba se lleva a cabo accedendo a la opción del menú Backlight Test, la cual habilita al usuario chequear la luz de fondo de la pantalla de cristal líquido, apagándola y encendiéndola bajo control manual. Durante operación normal la luz de fondo de la pantalla permanecerá encendida, no importando que ésta sea puesta en encendido (ON) o en apagado (OFF) cuando se abandona el menú del Modo de Diagnóstico.

B.6.1 Procedimiento de prueba de la luz de fondo de la pantalla.

1. Presionar la tecla ENTER, la pantalla desplegará el mensaje:

```
BACKLITE TEST
disp BACKLIT com1 com2
```

2. Presionar nuevamente la tecla ENTER. La unidad desplegará en pantalla:

```
BACKLITE TEST
OFF on
```

3. Presionar una vez más la tecla ENTER. La pantalla desplegará:

```
BACKLITE TEST
BACKLIGHT OFF
```

Luego de esta acción, la luz de fondo deberá apagarse.

4. Presionar ENTER nuevamente. La unidad desplegará el mismo mensaje mostrado en 2.

```
BACKLITE TEST  
OFF on
```

5. Presionar la tecla de desplazamiento a la derecha para resaltar la palabra ON, entonces se leerá en pantalla el mensaje:

```
BACKLITE TEST  
off ON
```

6. Presionar la tecla ENTER. El M-0420 desplegará en pantalla:

```
BACKLITE TEST  
BACKLIGHT ON
```

Luego de llevar a cabo este paso, la pantalla se iluminará por medio de su luz trasera.

7. Presionar la tecla EXIT dos veces para regresar al menú principal del Modo de Diagnóstico.

B.7.0 Prueba de los puertos de comunicación COM1 y COM2 (COM PORT TEST)

Las opciones del menú COM1 TEST y COM2 TEST habilitan al usuario para chequear los puertos frontal (COM1) y traseso (COM2) RS-232C.

Para esta prueba del puerto COM1 se requiere de un conector de lazo del tipo DB9P (macho), con el pin 2 (RX) conectado al pin 3 (TX) y el pin 7 (RTS) conectado al pin 8 (CTS). De la misma forma, para la prueba del puerto COM2 se requiere de un conector de lazo del tipo DB25P (macho), con el pin 2 (TX) conectado al pin 3 (RX) y el pin 4 (RTS) conectado al pin 5 (CTS). No se necesitan otras conexiones.

Luego se procede similarmente a las otras opciones ya especificadas.

B.8.0 Otros comandos del modo de diagnóstico.

Los comandos del Modo de Diagnóstico siguientes no son parte de los procedimientos de prueba, pero son incluidos como complemento de la información presentada.

B.8.1 Borrado de la memoria RAM de batería (CLEAR BATTERY BACKED RAM).

Esta opción del menú le permite al usuario limpiar la memoria RAM interna respaldada por batería. Esto borrará toda la información de disparo almacenada, junto con los contadores y otra información interna.

El procedimiento seguido para llevar a cabo esta acción, es como se detalla enseguida:

1. Girar la perilla del panel frontal hasta que la pantalla despliegue el mensaje:

```
CLEAR BATTERY RAM  
BBRAM clock init
```

2. Presionar la tecla ENTER. La unidad desplegará las siguientes pantallas:

```
CLEAR BATTERY RAM  
-WAIT-
```

```
CLEAR BATTERY RAM  
-DONE-
```

3. Presionar la tecla EXIT para regresar al menú del Modo de Diagnóstico.

B.8.2 Borrado de fecha y hora (CLEAR DATE AND TIME).

Esta opción permite reprogramar el reloj interno, de la fecha actual a la fecha 01/01/01 y, la hora actual a la hora 01:01:00. el procedimiento empleado es el que se detalla a continuación.

1. Girar la perilla del panel frontal hasta que se observe en pantalla el mensaje siguiente:

```
CLEAR DATE & TIME  
bbram CLOCK init
```

2. Presionar la tecla ENTE. La unida desplegará:

```
CLEAR DATE & TIME  
-WAIT-
```

```
CLEAR DATE & TIME  
-DONE-
```

3. Después que este proceso a sido realizado, presionar la tecla EXIT para regresar al menú del Modo de Diagnóstico.

B.8.3 Inicialización de los puntos de referencia. (INITIALIZE SETPOINTS).

La opción del menú Initalize Setpoints permite reprogramar todos los puntos de referencia a sus valores iniciales de programación. Es importante saber que al ser activada esta opción, se reprogramarán todos los códigos de acceso.

B.8.4 Menú de uso solamente del fabricante (FACTORY USE ONLY).

La opción del menú Factory Use Only provee acceso a información y rutinas de diagnóstico de uso solamente para el personal de la empresa fabricante. Se requiere de un código de acceso de fábrica para proceder más allá en esta selección.

ANEXO C

ESQUEMAS SUGERIDOS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL
UTILIZADOS PARA LA CONEXION CON EL RELEVADOR DIGITAL
MULTIFUNCION

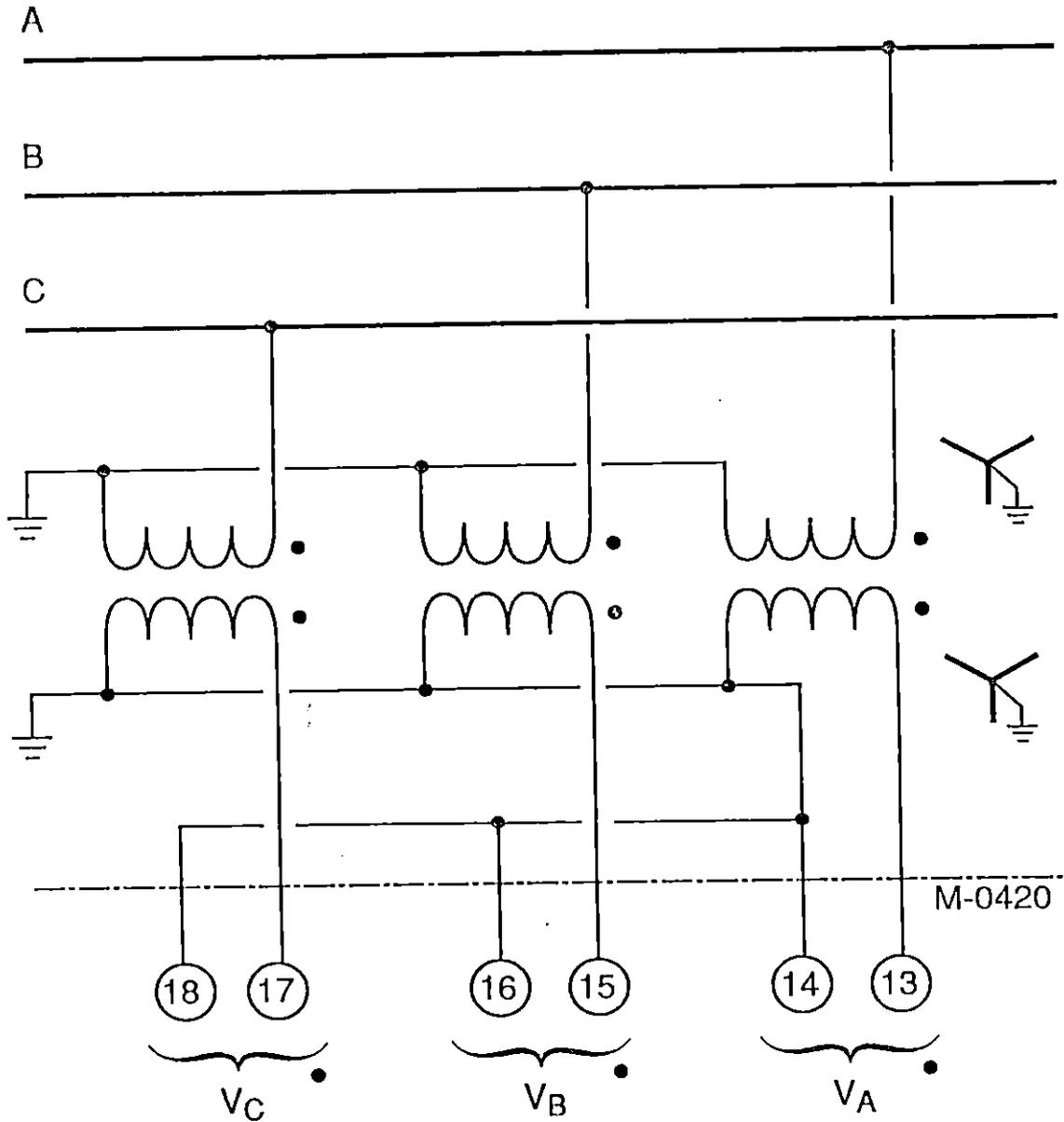


Figura C.1. Esquema para transformadores de potencial conectados en estrella-estrella.

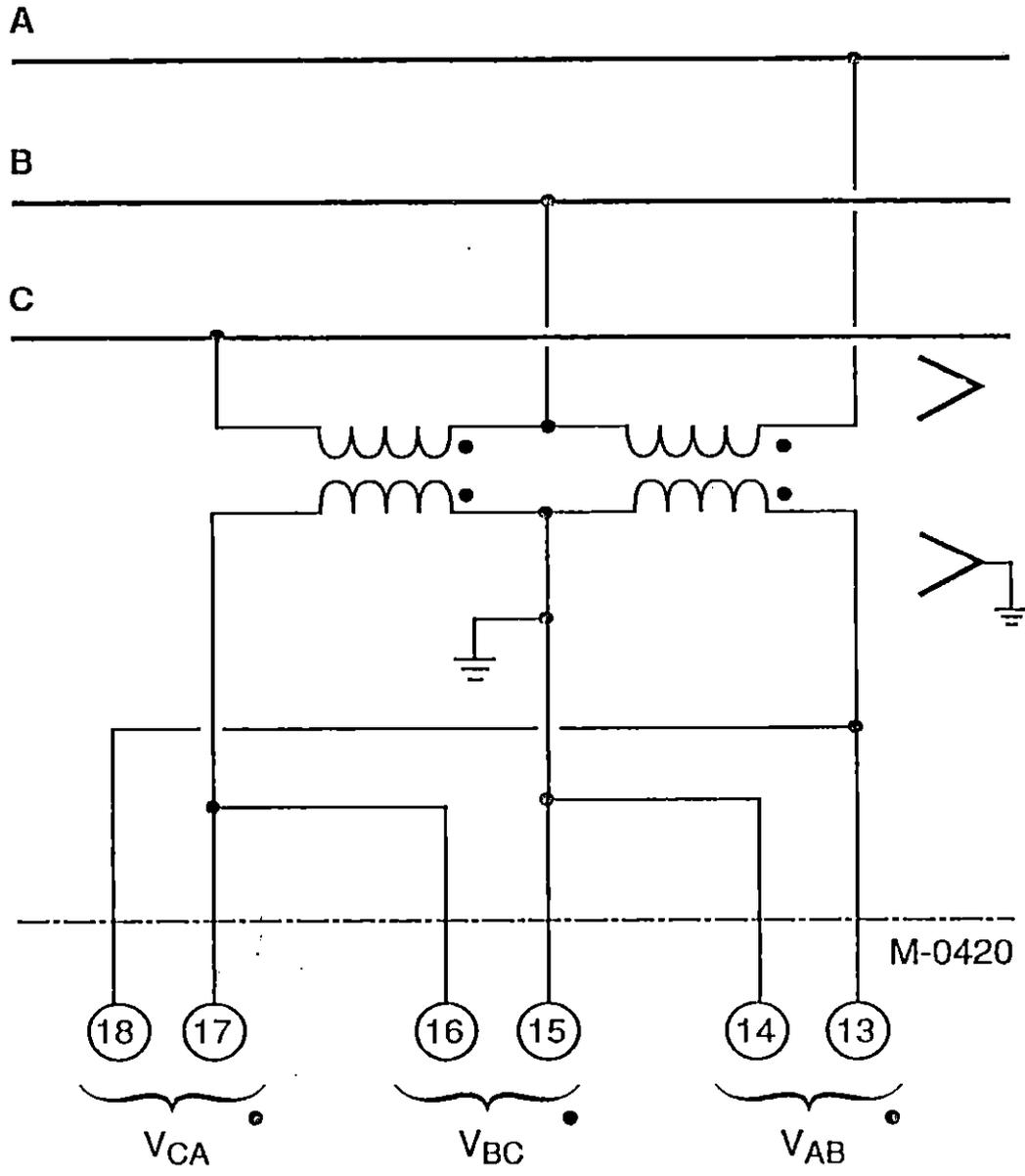


Figura C.2. Esquema para transformadores de potencial conectados en delta abierta.

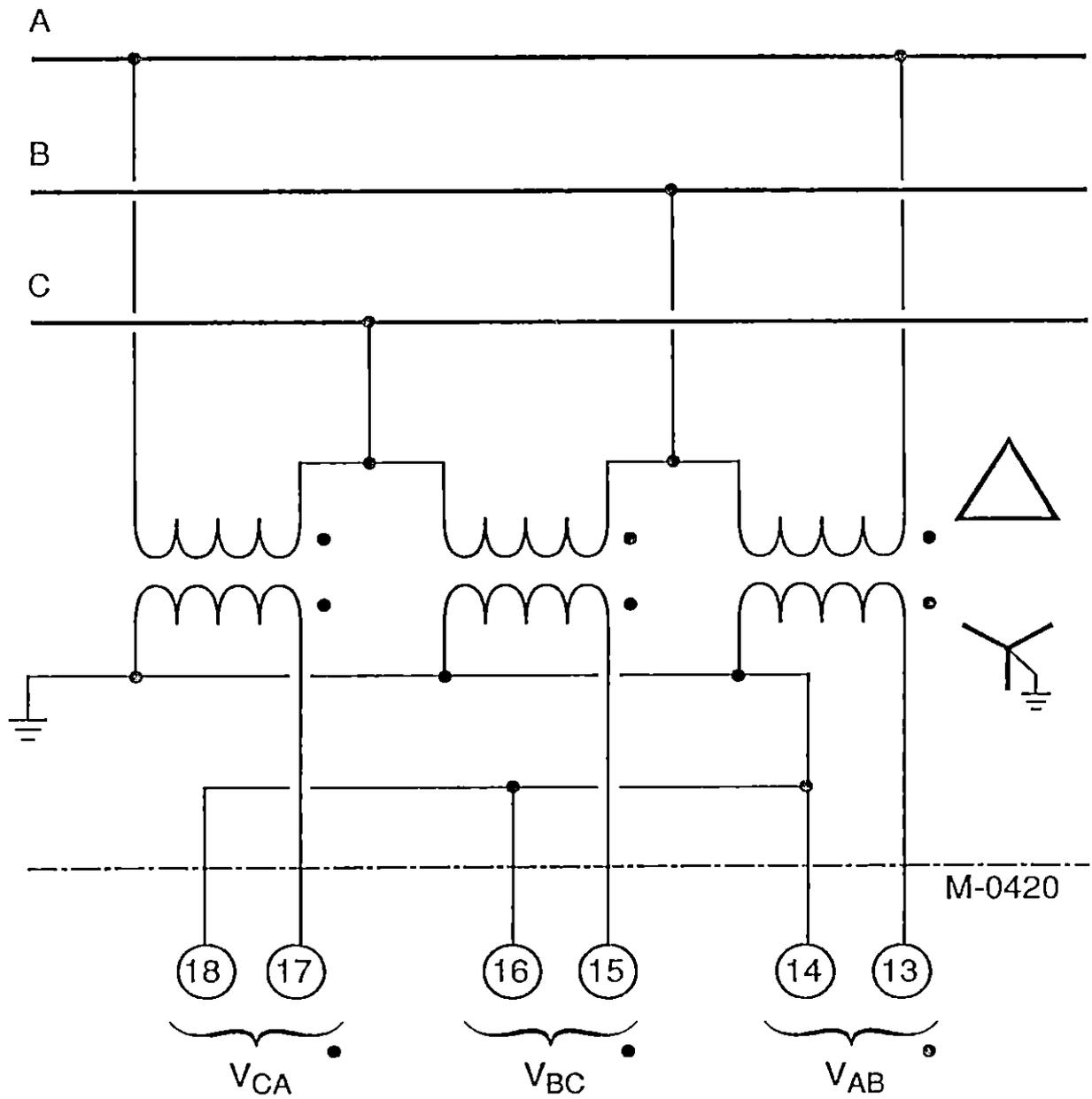


Figura C.3. Esquema para transformadores de potencial conectados en delta-estrella.

ANEXO D

LOGICA DE DISPARO DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION
M-0420 PARA LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES DE PROTECCION

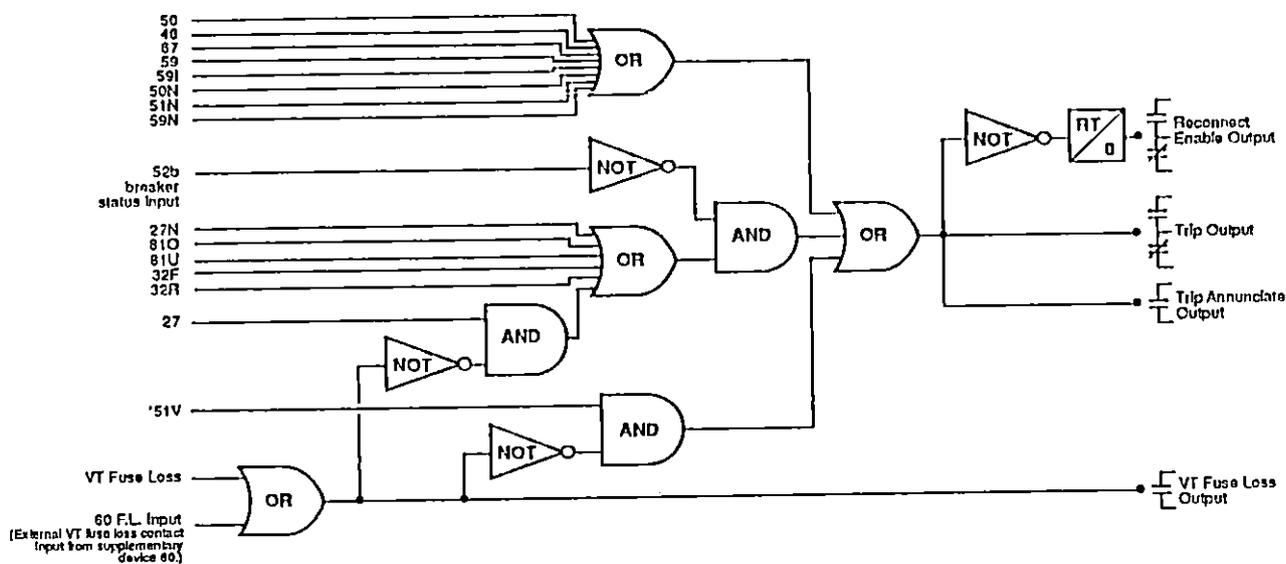


Figura D.1. Lógica de disparo del Relevador Digital Multifunción para la configuración de protección de interconexión y para la protección de línea distribución/subtransmisión.

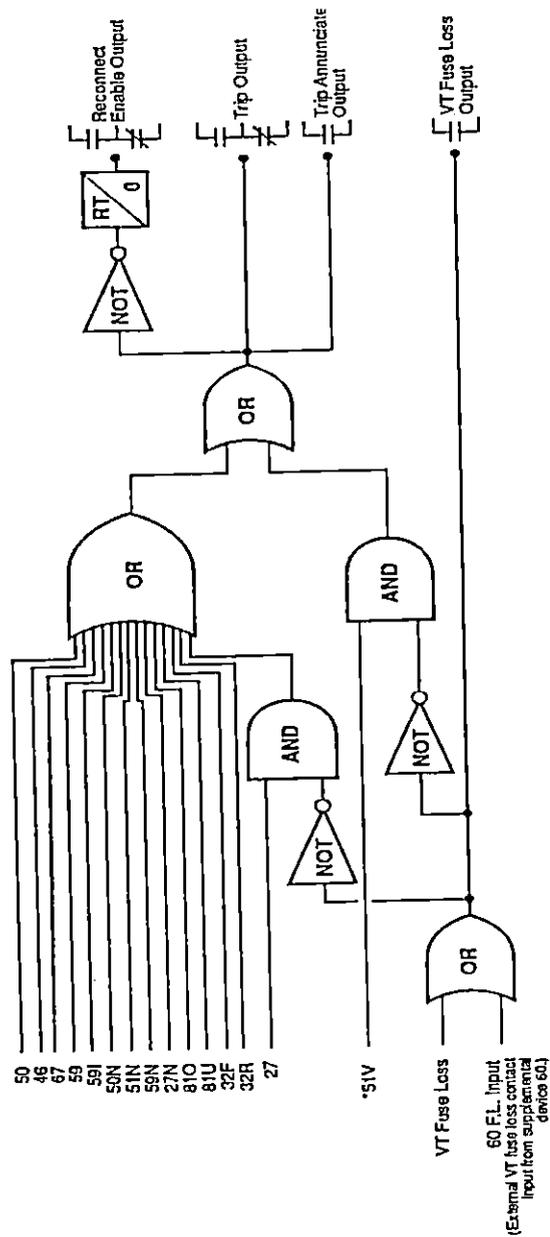


Figura D.2. Lógica de disparo del Relevador Digital Multifunción para la configuración de protección de generador.

ANEXO E

RANGOS DE OPERACION DE LAS FUNCIONES DE PROTECCION DEL
RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION PRIDE M-0420

Tabla E.1. Rangos de operación para la función relevadora de protección de sobrevoltaje/bajo voltaje trifásico (59/27)

| FUNCIÓN | RANGO DE AJUSTE | INCREMENTO | AJUSTE INICIAL |
|---|-----------------|------------|----------------|
| Sobre Voltaje RMS, 3-Fase (59) | | | |
| Magnitude #1, #2 | 10-200 V | 1.0 V | 132 V |
| Time Delay #1, #2 | 1-8160 Cycles | 1.0 Cycle | 30 Cycles |
| Bajo Voltaje RMS, 3-Fase (27) | | | |
| Magnitude #1, #2 | 10-200 V | 1.0 V | 108 V |
| Time Delay #1, #2 | 1-8160 Cycles | 1.0 Cycle | 30 Cycles |
| * Ajuste Inicial: El valor esta grabado en la memoria hasta que sea reprogramado por el operador; funciones con dos ajustes tienen solamente habilitado el ajuste #1; cuando salen de la fabrica. | | | |

Tabla E.2. Rangos de operación para la función relevadora de protección de sobrevoltaje pico (59I).

| FUNCIÓN | RANGO DE AJUSTE | INCREMENTO | AJUSTE INICIAL |
|--|-----------------|------------|----------------|
| Sobre Voltaje Pico (59I)† | | | |
| Magnitude #1, #2 | 1.05-1.50 pu | 0.01 pu | 1.10 pu |
| Time Delay #1, #2 | 1-8160 Cycles | 1.0 Cycle | 30 Cycles |
| †(Respuesta Instantánea de la magnitud de voltaje; Intencionada para la protección contra efectos de ferrosnancla) *Ajuste Inicial: El valor esta grabado en la memoria hasta que sea reprogramado por el operador; funciones con dos ajustes tienen solamente habilitado el ajuste #1; cuando salen de la fabrica. | | | |

Tabla E.3. Rangos de operación para la función relevadora de protección de sobrevoltaje/bajo voltaje a neutro (59N/27N)

| FUNCIÓN | RANGO DE AJUSTE | INCREMENTO | AJUSTE INICIAL* |
|---|-----------------|------------|-----------------|
| Sobre Voltaje RMS, Circuito a Neutro ó Secuencia Cero de Sobre Voltaje (59N) | | | |
| Magnitude #1, #2 | 10-200 V | 1.0 V | 150 V |
| Time Delay #1, #2 | 1-8160 Cycles | 1.0 Cycle | 30 Cycles |
| Bajo Voltaje RMS, Circuito a Neutro ó Fase Desbalanceada (27N) | | | |
| Magnitude #1, #2 | 10-200 V | 1.0 V | 60 V |
| Time Delay #1, #2 | 1-8160 Cycles | 1.0 Cycle | 30 Cycles |
| * Ajuste Inicial: El valor está grabado en la memoria hasta que sea reprogramado por el operador; funciones con dos ajustes tienen solamente habilitado el ajuste #1; cuando salen de la fábrica. | | | |

Tabla E.4. Rangos de operación para la función relevadora de protección de sobrecorriente de tiempo inverso trifásico con control de voltaje o con restricción de voltaje (51V).

| FUNCIÓN | RANGO DE AJUSTE | INCREMENTO | AJUSTE INICIAL* |
|--|---|--------------------------------------|-------------------|
| Sobrecorriente de Tiempo Inverso, 3-Fase, con Control de Voltaje o Voltaje Restringido (51VC/VR) | | | |
| Characteristic Curves | Definite Time Inverse Very Inverse Extremely Inverse | | Very Inverse |
| Tap Setting | 0.50 - 1.45 A 1.50 - 2.90 A 3.00 - 5.80 A 6.00 - 12.00 A | 0.05 A 0.10 A 0.20 A 0.50 A | 6.0 A |
| Time Dial Setting | 0.5 - 11.0 | 0.1 | 5.0 |
| Voltage Control (VC)† or Voltage Restraint (VR)† | 10 - 200 V (0.08 - 1.67 pu) Linear Restraint | 1 V | 132 V (1.1 pu) |
| * Ajuste Inicial: El valor está grabado en la memoria hasta que sea reprogramado por el operador. † Está deshabilitado cuando sale de la fábrica. | | | |

Tabla E.5. Rangos de operación para la función relevadora de protección de sobrecorriente instantánea de fase y neutro (50/50N).

| FUNCIÓN | RANGO DE AJUSTE | INCREMENTO | AJUSTE INICIAL* |
|--|-----------------|------------|-----------------|
| Sobrecorriente Instantanea, 3-Fase (50) | | | |
| Magnltude | 1.0-240.0 A† | 0.1 A | 10.0 A |
| Trip Time Response | 2 cycles max. | | |
| † No debe exceder mas de 20 veces el ajuste máximo de derivación en la posición de sobrecorriente, fase para el rango escogido en la función 51VC. | | | |
| Sobrecorriente Instantanea, Neutro (50N) | | | |
| Magnltude | 1.0-240.0 A† | 0.1 A | 10.0 A |
| Trip Time Response | 2 cycles max. | | |
| † No debe exceder mas de 20 veces el ajuste máximo de derivación en la posición de sobrecorriente, fase para el rango escogido en la función 51N. | | | |
| *Ajuste Inicial: El valor esta grabado en la memoria hasta que sea reprogramado por el operador. | | | |

Tabla E.6. Rangos de operación para la función relevadora de protección de sobrecorriente a neutro de tiempo inverso (51N).

| FUNCIÓN | RANGO DE AJUSTE | INCREMENTO | AJUSTE INICIAL* |
|--|--|--------------------------------------|-----------------|
| Sobrecorriente de Tiempo Inverso, Neutro (51N) | | | |
| Characteristic Curves | Definite Time Inverse Very Inverse Extremely Inverse | | Very Inverse |
| Tap Setting | 0.50-1.45 A 1.50-2.90 A 3.00-5.80 A 6.00-12.00 A | 0.05 A 0.10 A 0.20 A 0.50 A | 6.0 A |
| Time Dial Setting | 0.5-11.0 | 0.1 | 5.0 |
| *Ajuste Inicial: El valor esta grabado en la memoria hasta que sea reprogramado por el operador. | | | |

Tabla E.7. Rangos de operación para la función relevadora de protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46).

| FUNCIÓN | RANGO DE AJUSTE | INCREMENTO | AJUSTE INICIAL* |
|---|------------------------|-------------------|------------------------|
| Sobrecorriente de Secuencia Negativa (46) | | | |
| Tap Setting | 3.0–5.0 A | 0.1 A | 5.0 A |
| Pickup as % of Tap Setting | 5–100% | 1% | 50% |
| Time Dial Setting | 1–95 | 1.0 | 25.0 |
| Definite Maximum Time to Trip | 600–60,000 Cycles | 5 Cycles | 10,000 Cycles |
| * Ajuste Inicial: El valor está grabado en la memoria hasta que sea reprogramado por el operador. | | | |

Tabla E.8. Rangos de operación para la función relevadora de protección de potencia direccional (32).

| FUNCIÓN | RANGO DE AJUSTE | INCREMENTO | AJUSTE INICIAL* |
|---|------------------------|-------------------|------------------------|
| Potencia Direccional, 3-Fase (32) | | | |
| Forward Power Flow Magnitude | 0.02–3.0 pu | 0.01 pu | 3.0 pu |
| Time Delay | 1–8160 Cycles | 1.0 Cycle | 30 Cycles |
| Reverse Power Flow Magnitude | 0.02–3.0 pu | 0.01 pu | 3.0 pu |
| Time Delay † | 1–8160 Cycles | 1.0 Cycle | 30 Cycles |
| † Tiempo de Retraso, Ajuste de Alta Velocidad: 0.75 Ciclos | | | |
| * Ajuste Inicial: El valor está grabado en la memoria hasta que sea reprogramado por el operador. | | | |

Tabla E.9. Rangos de operación para la función relevadora de protección de sobrefrecuencia/baja frecuencia (810/81U).

| FUNCIÓN | RANGO DE AJUSTE | INCREMENTO | AJUSTE INICIAL* |
|---|------------------------|-------------------|------------------------|
| Sobre Frecuencia (810) | | | |
| Magnitudo #1, #2 | 60.05-63.00 Hz | 0.05 Hz | 60.50 Hz |
| Time Delay #1, #2 | 2-8160 Cycles | 1.0 Cycle | 30 Cycles |
| Baja Frecuencia (81U) | | | |
| Magnitudo #1, #2 | 57.00-59.95 Hz | 0.05 Hz | 59.50 Hz |
| Time Delay #1, #2 | 2-8160 Cycles | 1.0 Cycle | 30 Cycles |
| * Ajuste Inicial: El valor está grabado en la memoria hasta que sea reprogramado por el operador; funciones con dos ajustes tienen solamente habilitado el ajuste #1, cuando salen de la fábrica. | | | |

ANEXO F

CODIGOS DE ERROR PARA LA AUTO-PRUEBA DEL
RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCION PRIDE M-0420

TABLA F.1. CODIGOS DE ERROR PARA LA AUTO-PRUEBA

| CODIGO | DESCRIPCION |
|--------|---|
| 1 | Host to DSP sync fail (int 1) |
| 2 | DSP aux register fail |
| 3 | DSP RAM fail |
| 4 | DSP Program fail |
| 5 | DSP ALU fail |
| 6 | DSP status register fail |
| 7 | DSP shifter fail |
| 8 | DSP multiplier fail |
| 9 | DSP miscellaneous fail |
| 10 | (reserved for DSP) |
| 11 | (reserved for DSP) |
| 12 | high-speed interrupt fail (int 2) |
| 13 | dual-ported RAM fail, DSP side |
| 14 | A/D timing fail |
| 15 | Incompatible DSP Software Version |
| 16 | Uncalibratable Inputs |
| 17 | (reserved for DSP) |
| 18 | (reserved for DSP) |
| 19 | (reserved for DSP) |
| 20 | uninitialized EEPROM 0 |
| 21 | uninitialized EEPROM 1 |
| 22 | uninitialized EEPROM 2 (not used at present) |
| 23 | checksum error EEPROM 0 |
| 24 | checksum error EEPROM 1 |
| 25 | checksum error EEPROM 2 (not used at present) |
| 26 | read/write error EEPROM 0 |
| 27 | read/write error EEPROM 1 |
| 28 | read/write error EEPROM 2 (not used at present) |
| 29 | DPRAM calibration values checksum error |
| 30 | fault recorder buffer fail |
| 31 | watchdog for values update failure |
| 32 | values update out-of-sequence failure |
| 33 | unimplemented host interrupt (NMI) |
| 34 | unrecognized DSP interrupt code failure |
| 35 | unimplemented host interrupt |
| 36 | unimplemented host restart |
| 37 | unimplemented host opcode trap |

TABLA F.1. (Continuación).

| CODIGO | DESCRIPCION |
|--------|---|
| 38 | main routing return error |
| 39 | math error (square root or divide by zero) |
| 40 | WARNING: low clock battery |
| 41 | read/write clock RAM fail |
| 42 | dual-ported RAM fail, host side |
| 43 | dual-ported RAM fail-to-read-clear, host side |
| 44 | WARNING: uninitialized clock RAM |
| 45 | (unused) |
| 46 | EEPROM write verify error |
| 47 | Communication Buffer Error |
| 48 | unrecognized failure code |
| 49 | failure of DSP to enter run mode |
| 50 | failure of DSP to enter self-test mode |
| 51 | phase ground reference gain 1 fail |
| 52 | neutral ground reference gain 1 fail |
| 53 | phase ground reference gain 8 fail |
| 54 | neutral ground reference gain 8 fail |
| 55 | positive supply reference fail |
| 56 | negative supply reference gain 1 fail |
| 57 | negative supply reference gain 2 fail |
| 58 | negative supply reference gain 4 fail |
| 59 | negative supply reference gain 8 fail |