

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA

01175

2 1ej.



FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
SECCION DE ELECTRONICA

SECRETARIA DE EDUCACION PUBLICA
SECRETARIA DE CULTURA Y FOLKLORE

LOCALIZACION DE FALLA EN LAS REDES DE
DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA

T E S I S

Que para obtener el título de:
MAESTRO EN INGENIERIA ELECTRONICA

Presenta

ALBERTO JAVIER PERALTA BARROS

01175
1982.

México, D.F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1982



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

Página

INTRODUCCION

| | |
|---|----|
| CAPITULO 1: "FALLAS DE LAS LINEAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA" | 1 |
| 1.1 INTRODUCCION | 1 |
| 1.2 TIPOS Y CAUSAS DE FALLAS EN LAS LINEAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA | 1 |
| 1.3 ESTUDIO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE FALLAS EN UN SISTEMA DE POTENCIA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LAS FASES INVOLUCRADAS EN LA FALLA | 2 |
| 1.4 CLASIFICACION DE LOS TIPOS DE FALLA SEGUN SU DURACION | 3 |
| 1.5 CLASIFICACION DE LAS LINEAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA | 4 |
| 1.6 CIRCUITOS DE DISTRIBUCION | 5 |
| 1.6.1 SISTEMA DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE | 5 |
| 1.6.2 DESCRIPCION DEL EQUIPO DE PROTECCION | 5 |
| 1.6.3 FUNCIONES DEL SISTEMA DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE Y SU APLICACION EN LA LOCALIZACION DE FALLAS | 8 |
| 1.6.4 CAUSAS Y FRECUENCIA DE LAS FALLAS EN LAS LINEAS DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION | 11 |

| | | |
|---|--|----|
| 1.6.5 | CLASIFICACION DE LOS TIPOS DE FALLA EN LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION | 13 |
| 1.6.6 | CALCULO DE LAS CORRIENTES DE FALLA | 14 |
| 1.6.7 | CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y CERO DE LOS ELEMENTOS INTEGRANTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION | 17 |
| 1.6.8 | RESULTADOS GENERALIZADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORRIENTE DE FALLA | 29 |
| 1.7 | CIRCUITOS DE SUBTRANSMISION | 33 |
| 1.7.1 | SISTEMA DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL | 33 |
| 1.7.2 | CAUSAS Y FRECUENCIA DE LAS FALLAS EN LAS LINEAS DE LOS CIRCUITOS DE SUBTRANSMISION | 34 |
| 1.8 | CIRCUITOS DE TRANSMISION | 35 |
| 1.8.1 | SISTEMAS DE PROTECCION DE LOS RELEVADORES DE DISTANCIA | 36 |
| 1.8.2 | CAUSAS Y FRECUENCIAS DE LAS FALLAS EN LAS LINEAS DE LOS CIRCUITOS DE TRANSMISION | 36 |
| CAPITULO 2: "METODOS PARA LOCALIZAR LAS FALLAS EN UN SISTEMA DE POTENCIA" | | 38 |
| 2.1 | INTRODUCCION | 38 |
| 2.2 | RESUMEN DE LOS METODOS DE LOCALIZADORES DE FALLAS PARA LAS LINEAS AEREAS | 38 |
| 2.3 | VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS METODOS DE | - |

| | | |
|--|---|-----|
| | LOCALIZADORES DE FALLAS PARA LINEAS -- AEREAS. | 41 |
| 2.4 | USO DE LOS LOCALIZADORES DE FALLAS EN- LOS NIVELES DE TRANSMISION, SUBTRANSMI- SION Y DISTRIBUCION. | 43 |
| 2.5 | ALTERNATIVAS PARA LA IMPLEMENTACION DE LOCALIZADORES DE FALLAS EN LAS LINEAS- DE DISTRIBUCION. | 44 |
| 2.5.1 | METODO DE REACTANCIA APARENTE | 45 |
| 2.5.2 | METODO DE REACTANCIA VERDADERA | 56 |
| 2.5.3 | METODO DE LAS COMPONENTES SIME- TRICAS. | 64 |
| 2.5.4 | METODO DE LOCALIZACION DE FALLA POR MEDIO DE UN CONTROL SUPER- VISORIO. | 100 |
| CAPITULO 3: "EVALUACION DE ALTERNATIVAS" | | 106 |
| 3.1 | INTRODUCCION | 106 |
| 3.2 | EVALUACION DE ALTERNATIVAS | 106 |
| 3.2.1 | METODO DE LA REACTANCIA APARENTE | 107 |
| 3.2.2 | METODO DE LA REACTANCIA VERDADERA | 107 |
| 3.2.3 | METODO DE LAS COMPONENTES SIME - TRICAS. | 108 |
| 3.2.4 | METODO DE LOCALIZACION DE FALLAS POR MEDIO DE UN SISTEMA DE CON-- TROL SUPERVISORIO. | 109 |
| 3.3 | NUEVAS ALTERNATIVAS, INTEGRADAS A UN SIS- TEMA DE CONTROL SUPERVISORIO. | 112 |
| 3.4 | EVALUACION DE LAS NUEVAS ALTERNATIVAS -- PROPUESTAS | 116 |

| | | |
|--------------------------------|--|-----|
| 3.5 | SELECCION DEL METODO DE LOCALIZADION - DE FALLA EN LOS ALIMENTADORES DE DIS-- TRIBUCION. | 117 |
| CAPITULO 4: "SOLUCION GENERAL" | | 119 |
| 4.1 | INTRODUCCION | 119 |
| 4.2 | FILOSOFIA DE DISEÑO DEL SISTEMA DE CON- TROL SUPERVISORIO CON MICROPROCESADORES DISTRIBUIDOS PARA LOCALIZAR LAS FALLAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENER- GIA ELECTRICA. | 119 |
| 4.2.1 | SISTEMA DE PROCESAMIENTO DIS-- TRIBUIDO DE TRES NIVELES. | 120 |
| 4.2.2 | ASPECTOS DEL SISTEMA JERARQUICO | 123 |
| 4.3 | SOLUCION GENERAL | 129 |
| 4.3.1 | DESCRIPCION DEL SISTEMA | 129 |
| 4.3.2 | DESCRIPCION FUNCIONAL | 134 |
| 4.3.3 | COMUNICACIONES | 138 |
| 4.3.4 | PRESENTACION VISUAL DE LA INFOR- MACION DISPONIBLE EN LA U.T.R. - Y M.Z.S. | 145 |
| 4.3.5 | ORGANIZACION DE LA BASE DE DATOS EN LA U.T.R. y M.Z.S. | 152 |
| 4.3.6 | ANALISIS DE CAMBIO DE ESTADO | 154 |
| 4.3.7 | ALGORITMO DE DETECCION Y LOCALI- ZACION DE FALLAS | 154 |
| 4.4 | ESPECIFICACIONES FUNCIONALES DE LOS COM- PONENTES BASICOS QUE CONFORMAN EL SUBSIS- TEMA DE LOCALIZACION DE FALLA EN LOS ALI- MENTADORES DE DISTRIBUCION. | 162 |
| 4.4.1 | APARATOS DE PROTECCION DE SOBRE- | |

| | | |
|--|---|-----|
| | CORRIENTE. | 163 |
| 4.4.2 | INTERFAZ DE LOS TRANSFORMADO-- RES DE CORRIENTE CON LAS μ T.R. | 170 |
| 4.4.3 | ESPECIFICACIONES DE LA μ T.R. | 173 |
| 4.4.4 | ESPECIFICACIONES DE LA U.T.R. | 178 |
| 4.4.5 | ESPECIFICACION DE LA OPERACION DEL SUBSISTEMA DE LOCALIZACION DE FALLAS | 180 |
| 4.5 | METODOS Y MEDIOS DE COMUNICACION | 182 |
| 4.5.1 | COMPATIBILIDAD DEL SISTEMA Y - LAS COMUNICACIONES. | 182 |
| 4.5.2 | ALTERNATIVAS | 184 |
| CAPITULO 5: "ALGORITMO GENERALIZADO PARA LA LOCA- LIZACION DE FALLAS EN LOS ALIMENTADO- RES DE DISTRIBUCION" | | 188 |
| 5.1 | INTRODUCCION | 188 |
| 5.2 | ESTADO DEL ARTE | 188 |
| 5.3 | NATURALEZA DEL PROBLEMA | 189 |
| 5.4 | CONFIGURACION DEL SISTEMA DE CONTROL | 190 |
| 5.4.1 | CONFIGURACION DEL SISTEMA DE -- DISTRIBUCION | 191 |
| 5.4.2 | INTERFAZ DE LA RED DE DISTRIBU- CION .TABLA DE LOS A.P.S. | 191 |
| 5.4.3 | MAPA DE LOS ALIMENTADORES DE -- DISTRIBUCION | 195 |
| 5.4.4 | TAMAÑO DE LA BASE DE DATOS | 197 |
| 5.5 | LENGUAJE DE PROGRAMACION | 197 |
| 5.6 | DESCRIPCION DEL ALGORITMO | 197 |
| 5.6.1 | CARACTERISTICAS DEL ALGORITMO | 199 |
| 5.6.2 | VENTAJAS DEL ALGORITMO | 199 |
| 5.7 | IMPLANTACION DEL PROGRAMA DE LOCALIZACION | |

| | | |
|--------------------|--|------------|
| | DE FALLA EN LA TARJETA μ IM1085 | 200 |
| CAPITULO 6: | "IMPLANTACION Y PRUEBAS DEL ALGORITMO GENERALIZADO DE LOCALIZACION DE FALLAS- EN LA TARJETA IM-1085 | 201 |
| 6.1 | INTRODUCCION | 201 |
| 6.2 | DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA UTILIZADO PARA LAS PRUEBAS | 201 |
| 6.2.1 | UNIDAD TERMINAL REMOTA | 201 |
| 6.2.2 | CANAL DE COMUNICACION | 207 |
| 6.2.3 | SIMULADOR DE LAS 6 μ TRs | 208 |
| 6.2.4 | SIMULADOR DEL ALIMENTADOR PALMAR DE BRAVO 4030 | 208 |
| 6.2.5 | INTERFAZ HOMBRE - MAQUINA | 210 |
| 6.3 | DESCRIPCION DEL HARDWARE DEL SISTEMA | 215 |
| 6.3.1 | UNIDAD TERMINAL REMOTA | 216 |
| 6.3.2 | SIMULADOR DE LAS 6 μ TR | 225 |
| 6.3.3 | SIMULADOR DINAMICO DEL ALIMENTADOR. | 227 |
| 6.4 | DESCRIPCION DEL SOFTWARE | 229 |
| 6.4.1 | MODOS DE OPERACION DE LA U.T.R. | 230 |
| 6.4.2 | PROGRAMACION DEL MODULO MAESTRO | 231 |
| 6.4.3 | PROGRAMACION DEL MODULO DE COMUNICACIONES. | 233 |
| 6.4.4 | PROGRAMACION DEL SIMULADOR DE LAS 6 μ TRs | 241 |
| 6.5 | RESULTADO DE LAS PRUEBAS | 245 |
| CAPITULO 7: | "CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES" | 252 |
| APENDICE A: | "HERRAMIENTAS MATEMATICAS" | 256 |
| APENDICE B: | "ESTUDIO DE LOS TIPOS DE FALLA EN LAS LINEAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA DESDE EL - | |

| | |
|--|-----|
| PUNTO DE VISTA DE LAS FASES INVOLUCRADAS EN LA FALLA | 260 |
| APENDICE C: "RELACION ANGULAR DEL VOLTAJE Y LA CORRIENTE MUESTREADA" | 275 |
| APENDICE D: "EL LENGUAJE PASCAL" | 277 |
| REFERENCIAS | 280 |

I N T R O D U C C I O N

La disponibilidad de energía eléctrica es de considerable importancia económica, tanto para la compañía de servicios de abastecimiento como para el consumidor. Las fallas en el abastecimiento de energía pueden dar como resultado pérdidas financieras para la compañía de servicio, o bien para la producción.

La consideración de estos hechos lleva a la conclusión de que, para tales redes eléctricas, un sistema de control y de automatización representa una proposición de provecho, puesto que aumenta la confiabilidad del abastecimiento reduciendo el tiempo improductivo.

El objetivo del presente trabajo de tesis es el de investigar y llevar a la práctica un método de localización de falla en las redes de distribución de energía eléctrica que presente una relación óptima costo-beneficio, teniendo presente que esta función, la cual pudiera ser extendida a los niveles de transmisión y subtransmisión, es sólo una de las muchas que incluye la técnica de automatización de distribución.

El desarrollo de este trabajo se realizó de la siguiente manera:

En el Capítulo I se presenta un estudio general de los tipos de falla en las líneas de un sistema de potencia, lo mismo que las causas, frecuencias e implicaciones de las fallas en los niveles de transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

En el Capítulo 2 se presenta inicialmente un resumen de los métodos existentes para localizar fallas en las líneas aéreas y posteriormente se proponen cuatro alternativas para llevar a la práctica un localizador de falla en las líneas de distribución.

En el Capítulo 3 se realiza una evaluación de las cuatro alternativas presentadas en el Capítulo 2, y en base a ésta se propone un nuevo método integrado a un sistema de control supervisorio, el cual presenta una mejor relación costo-beneficio que los cuatro métodos anteriores.

En el Capítulo 4 se presenta inicialmente la filosofía de diseño del método seleccionado en el Capítulo anterior, seguidamente se realiza el planteamiento de la solución general y por último se presentan las especificaciones funcionales de los componentes básicos que conforman el subsistema de localización de falla al tiempo que se presenta un resumen de los métodos y medios de comunicación.

En el Capítulo 5 se describe el algoritmo generalizado de localización de falla junto con la manera de representar los datos requeridos para su aplicación.

En el Capítulo 6 se presenta inicialmente la descripción del sistema de control supervisorio desarrollado para efectuar las pruebas de la aplicación del algoritmo generalizado de localización de falla en el alimentador Palmar de Bravo 4050, y posteriormente se muestran los resultados de las pruebas.

En el Capítulo 7 se presentan las conclusiones y las recomendaciones.

CAPITULO 1

"FALLAS EN LAS LINEAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA"

1.1 INTRODUCCION.

Hoy en día es muy importante y vital transmitir la energía eléctrica sin interrupción de los centros de generación a los centros de distribución y de estos a cada uno de los usuarios. Esto es tan importante como producir energía eléctrica y construir nuevos centros de generación.

En este capítulo se presenta inicialmente un estudio general de los tipos de falla en las líneas de un sistema de potencia, según su duración y desde el punto de vista de las fases involucradas en las fallas y posteriormente se presenta un estudio de las causas, frecuencia e implicaciones de las fallas en los niveles de transmisión, subtransmisión y distribución de energía eléctrica.

1.2 TIPOS Y CAUSAS DE FALLAS EN LAS LINEAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA.

Para asegurar una protección adecuada en las líneas de un sistema de potencia, se debería entender claramente las condiciones existentes durante las fallas (ref. 1). Esas condiciones anormales son los medios de discriminación necesarios para la operación de los relevadores y para realizar la localización y seleccionización de las fallas.

Los principales tipos y causas de falla son:

| TIPOS | CAUSAS |
|-------------|---|
| AISLAMIENTO | <ul style="list-style-type: none"> . DEFECTOS DE DISEÑO . MANUFACTURA DEFICIENTE . INSTALACION IMPROPIA . ENVEJECIMIENTO DEL AISLAMIENTO . CONTAMINACION |
| ELECTRICO | <ul style="list-style-type: none"> . DESCARGAS ATMOSFERICAS . CORTO CIRCUITO . SOBREVOLTAJES DINAMICOS DE MANIOBRA. |
| MECANICOS | <ul style="list-style-type: none"> . VIENTOS FUERTES . NIEVE O HIELO |
| TERMICAS | <ul style="list-style-type: none"> . SOBRECORRIENTES . SOBREVOLTAJES |

A continuación presentaremos las clasificaciones de los tipos de falla según su duración y desde el punto de vista de las fases involucradas en las fallas, basándonos en las herramientas matemáticas presentadas en el Apéndice A.

1.3 CLASIFICACION DE LOS TIPOS DE FALLAS EN LAS LINEAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LAS FASES INVOLUCRADAS EN LAS FALLAS.

Las fallas en las líneas de un sistema de potencia se clasifican en:

- 1) Falla de fase a tierra.

- 2) Falla trifásica
- 3) Falla línea a línea
- 4) Falla de doble línea a tierra
- 5) Falla de línea abierta
- 6) Falla de doble línea abierta
- 7) Falla de impedancia en una línea

En el apéndice B, se presenta un estudio detallado de cada uno de estos tipos de fallas.

1.4 CLASIFICACION DE LOS TIPOS DE FALLA SEGUN SU DURACION.

1. Fallas momentáneas o transitorias: ejm. rayos sobre aisladores; esta falla no deja daño permanente y puede despejarse rápidamente por recierres acertados del interruptor del circuito.
2. Fallas sostenidas o permanentes: Estas incluyen conductores aterrizados, circuitos en corto o abiertos en todos los niveles de voltaje. Con este tipo de fallas no es posible un recierre acertado, ejm. un conductor de la línea en contacto directo con la torre.
3. Fallas de caída de líneas: Estas aparecen como fallas solamente a voltajes altos, ejm. una línea caída que está cerca de la tierra sin tocarla, lo cual crea un arco a tierra y hace imposible recierres exitosos del interruptor del circuito. Estas fallas pueden ser consideradas permanentes puesto que deben ser despejadas antes de que se restablezca la operación del sistema.

4. Fallas Latentes (o debilidad del aislamiento):
Estas fallas son provocadas por deterioros localizados del aislamiento lo cual no impide la operación exitosa bajo condiciones normales. Sin embargo, el margen de aislamiento está degradado para sobreintensidades y sobrevoltajes dinámicos. Este es un factor que se deteriora con el tiempo y que debe ser localizado con el mantenimiento preventivo.

1.5 CLASIFICACION DE LAS LINEAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA.

Las líneas de corriente alterna son clasificadas comúnmente por su función, la cual será relacionada con su nivel de voltaje (ref.5).

Las clasificaciones típicas son:

- a). Circuitos de distribución (2.4 a 34.5 KV): circuitos transmitiendo energía eléctrica a los usuarios (ventas al por menor).
- b). Circuitos de subtransmisión (13.8-138 KV): circuitos transmitiendo energía eléctrica a las subestaciones de distribución.
- c). Circuitos de transmisión (69-765 KV): circuitos transmitiendo energía eléctrica entre las subestaciones principales o sistemas interconectados y las salidas de las ventas al por mayor.

Las líneas de transmisión se dividen en:

1. ALTO VOLTAJE (H.V): 115 - 230 KV
2. EXTRA ALTO VOLTAJE (EHV): 345 - 765 KV
3. ULTRA ALTO VOLTAJE (UHV): MAYOR QUE 765 KV

1.6 CIRCUITOS DE DISTRIBUCION

Las líneas de las subestaciones de distribución son generalmente radiales al área de la carga. Lazos abiertos, operando normalmente como líneas radiales, proveen alimentación a las cargas desde las diferentes subestaciones (ref. 5).

1.6.1. SISTEMA DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

La protección de un sistema de distribución contra las corrientes de fallas es un trabajo difícil y complejo. Requiere un conocimiento íntimo del sistema, incluyendo las posibles causas de las fallas ocurridas en el sistema y la habilidad de predecir correctamente la magnitud de las corrientes de falla.

El sistema de distribución requiere de un sistema de protección de sobrecorriente tal que el nivel de confianza experimentado por todos los usuarios sea aceptable.

1.6.2 DESCRIPCION DEL EQUIPO DE PROTECCION

1. INTERRUPTOR

Los interruptores son dispositivos de apertura-cierre de un circuito eléctrico y que se pueden clasificar por el medio utilizado en la extinción del arco en: - gran volumen de aceite, neumáticos o de operación a chorro de aire, de pequeño volumen de aceite, en vacío y de SF₆. Para su operación requiere de equipos auxiliares como son: Sistema de energía almacenada para apertura y cierre, control de energía almacenada, TC, TP, relevadores.

RELEVADORES: Los relevadores son usados para ordenar desconectar circuitos cuando la corriente en ellos excede un valor dado. Los relevadores se clasifican, según sus características de operación en: tiempo corto, tiempo grande, tiempo mínimo definido, tiempo moderadamente inverso, tiempo inverso, tiempo muy inverso y tiempo extremadamente inverso.

2. RESTAURADORES

El restaurador automático para circuitos de distribución es un dispositivo con los accesorios necesarios para: registrar sobrecorrientes, interrumpir las sobrecorrientes, recerrar automáticamente un número pre determinado de veces (máximo 4). Se seleccionan por las siguientes características: Voltaje nominal, corriente de carga nominal, capacidad de corriente interruptiva, corriente mínima de disparo, característica de operación tiempo-corriente. Los restauradores se pueden agrupar en: Monofásicos, trifásicos, controlados hidráulicamente controlados electrónicamente, interrupción en aceite ó interrupción en vacío. Para su aplicación se requiere conocer lo siguiente: Voltaje de sistema, tipo de sistema, requerimiento de aislamiento de impulso, localización tentativa del restaurador, localización de otros dispositivos de protección. Corriente de falla máxima y mínima en el lugar de instalación, valor X/R en el punto de aplicación, corriente de falla mínima al final de cada circuito o al final de la zona de protección del restaurador. Las características nominales de los restauradores incluyen: Voltaje nominal, voltaje máximo de diseño, nivel máximo de impulso (BiL), frecuencia corriente de carga, corriente mínima de disparo y capacidad inte--

ruptiva. Los restauradores tienen curvas características de operación tiempo-corriente y corresponden a 2 categorías básicas: Definida e Inversa.

3. SECCIONALIZADORES

Los seccionadores son equipos de protección que automáticamente aíslan las fallas, seccionando su área de control. Se aplican en combinación con otro dispositivo de respaldo con recierre. No interrumpen corrientes de falla. Registran las operaciones que hace el dispositivo de respaldo durante condiciones de falla y después de un número de operaciones previamente seleccionado, mientras el dispositivo de respaldo está abierto, el seccionador abre aislando la sección de la línea fallada. Para su selección se requiere considerar los siguientes factores: Voltaje del sistema, corriente máxima de carga, corriente máxima de falla en el lugar de la instalación y coordinación con otros dispositivos de protección en los lados carga y fuente. Los seccionadores no tienen curvas características tiempo-corriente. los más usados en general son los siguientes: monofásico, trifásico, controlados hidráulicamente, controlados electrónicamente y tipo seco. Sus características nominales son: Voltaje nominal, nivel básico de impulso, corriente nominal, corriente mínima actuante, corriente de apertura con carga y capacidad de corta duración.

4. FUSIBLES

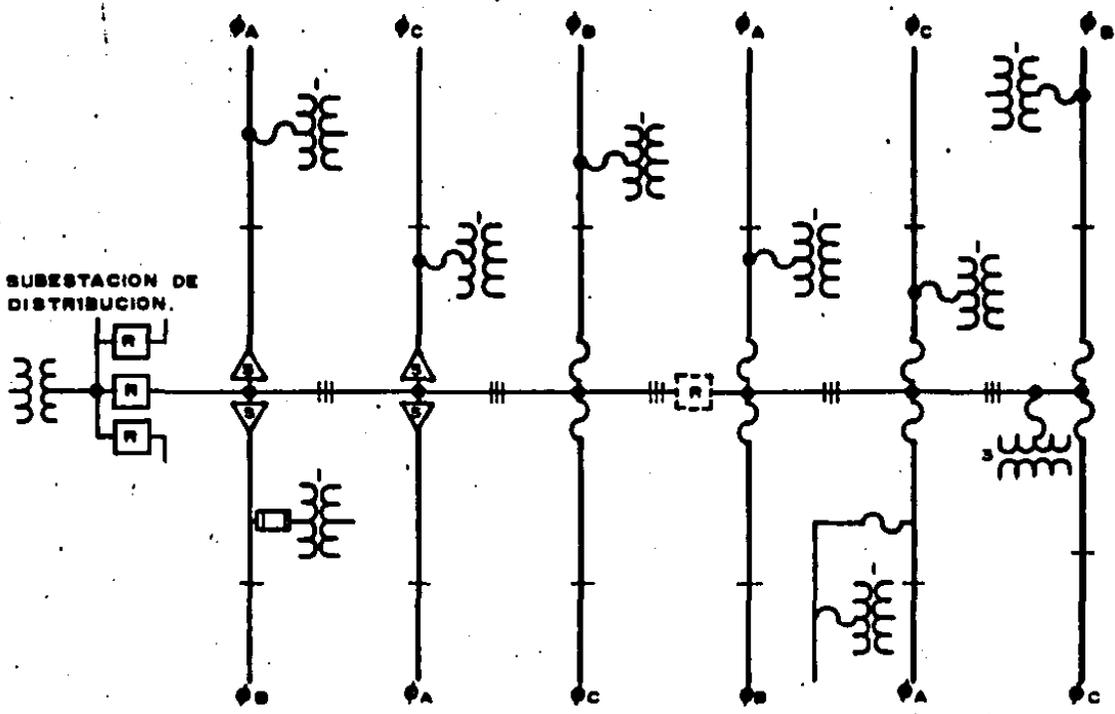
Los cortocircuitos fusibles son dispositivos de protección de sobrecorriente y los que generalmente se utilizan en distribución son de los siguientes tipos: ce

rrados, expulsión, abiertos, en aceite, en arena y de potencia. Para su adecuada selección se debe conocer: Voltaje del sistema, corriente de carga y máxima corriente de falla en el punto de aplicación. En distribución se utilizan fusibles rápidos (K) y lentos (T) que se diferencian por sus curvas tiempo-corriente los cuales para una mínima capacidad son idénticas en los puntos de 300 y 600 segundos y para altas corrientes; el (T) es más lento.

Los fusibles tienen 2 curvas de comportamiento tiempo corriente: mínima de fusión (MNT) y máxima de limpieza (MCT).

1.6.3. FUNCIONES DEL SISTEMA DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE Y SU APLICACION EN LA LOCALIZACION DE FALLAS.

El sistema de protección de sobrecorriente se instala para llevar a cabo numerosas funciones en un sistema de distribución radial (ref. 6). Para revisar brevemente esas funciones, usaremos el sistema simplificado de la figura 1.1



- | | | | |
|--|---------------------|---|--------------------------|
| R | Restaurador | 1 | TRF Monofásico |
| S | Seccionador | 3 | TRF Trifásico |
| | Fusible (expulsión) | | Línea ppal trifásica |
| CL | Fusible (CL) | | Línea lateral monofásica |

Figura 1.1 Diagrama unifilar simplificado de un alimentador de distribución para ilustrar las funciones del sistema de protección de sobrecorriente.

Las funciones son:

1. Aislamiento de las fallas permanentes.
2. Minimizar el número de fallas permanentes.
3. Minimizar el tiempo de localización de las fallas .
4. Prevenir daños en los equipos.
5. Minimizar la posibilidad de que se quemen los conductores.
6. Minimizar la posibilidad de que las fallas violentas destruyan el aislamiento.
7. Minimizar los riesgos de la operación .
8. Discriminación de fallas transitorias.

Veamos ahora la forma en la cual la protección de sobrecorriente se utiliza para localizar las fallas. Asumamos que los circuitos laterales en la figura 1.1 están sólidamente conectados al alimentador principal y que no se utilizan los recierres de los alimentadores. Una falla permanente en cualquier alimentador lateral o principal dispararía el interruptor de la subestación y causaría la salida de todos los usuarios. La salida de servicio de la totalidad de los usuarios no daría ninguna ayuda para localizar la falla y se requeriría de 1 a 20 horas para patrullar la línea y localizar la falla. Por el contrario, con la instalación de los aparatos de protección de sobrecorriente seccionalizando los alimentadores principales y laterales, la

salida de servicio de uno ó varios de ellos ayuda a definir el área donde está localizada la falla. Además, los aparatos seccionalizadores generalmente dan una indicación visual de su operación a la persona que busca la falla y lo que es más importante y será parte del tema de investigación y desarrollo de este trabajo de tesis, es que se puede pensar en utilizar un sistema de control supervisorio en el cual existan las mini terminales remotas necesarias, a lo largo del alimentador, para que estén monitoreando a cada instante el estado de abierto-cerrado de estos aparatos de protección de sobrecorriente y le envíen esta información a las terminales remotas instaladas en las subestaciones y dependiendo de si estas subestaciones tienen o no operadores, las terminales remotas procesarían la información recibida de las miniterminales y le darían una información visual al operador acerca de la sección del alimentador en la cual ocurrió la falla, pasados pocos segundos de haberse detectado dicha falla, y/o enviarían a su vez esta información a una terminal maestra de zona.

Para reducir el tiempo requerido en la localización de las fallas los A.P.S. (aparatos de protección de sobrecorriente) deben estar apropiadamente coordinados, de manera que solamente el A.P.S. más cercano a la falla realice sus operaciones.

1.6.4 CAUSAS Y FRECUENCIA DE LAS FALLAS EN LAS LINEAS DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION.

En los circuitos de distribución las causas principales de las fallas transitorias son ramas de árboles a través de las líneas, balanceo de los conductores de-

bido al viento, oscilaciones de voltajes debido a des cargas eléctricas, temblores, etc.

Es muy importante tener presente que las frecuencias de las fallas debidas a causas específicas varían fun damentalmente con la región en donde se encuentre ca- da sistema de distribución.

Como ejemplo presentamos las causas y las frecuencias de las fallas en el sistema de distribución de la di- visión centro occidente, de la CFE, comprendiendo las zonas de Morelia, Uruapan, Zamora y Colima, el cual - emplea voltajes de 4.16KV, 6.6KV, 13.8KV, 23KV y 34.5KV teniendo como período el mes de Julio de 1981, en el cual se presentaron un total de 391 fallas por las si guientes causas y frecuencias (%)

| CAUSAS | FRECUENCIA (%) |
|--|----------------|
| Manufactura, ensamblado de fábrica defectuoso----- | .2% |
| Equipo ó material defectuoso----- | .2% |
| Montaje de equipo----- | .4% |
| Tormenta----- | .5% |
| Lluvia----- | .3% |
| Rayos----- | 17% |
| Vientos----- | .4% |
| Objetos extraños sobre línea----- | .2% |
| Ramas, árbol----- | .3% |
| Corrosión----- | 3.8% |
| Choque, golpe----- | 1% |
| Vandalismo----- | .2% |
| Rozamiento----- | .2% |

| CAUSAS | FRECUENCIA (%) |
|--|----------------|
| Propagación provocada por falla de equipo cercano----- | .4% |
| Electrólisis, acción galvánica ó química----- | .2% |
| Baja frecuencia----- | .4% |
| Disturbio en sistemas interconectados----- | 8.6% |
| Falta de energía----- | 2.1% |
| Falso contacto----- | 3.8% |
| Corto circuito----- | .2% |
| Falla de aislamiento----- | 1% |
| Desajuste en el equipo----- | .4% |
| Personal o equipo ajeno----- | .7% |
| Ignorada----- | 13.8% |
| Baja frecuencia del sistema----- | 2% |
| Daño en la subestación----- | .2% |
| Falla en la coordinación de protecciones----- | 2% |
| Disturbios en el sistema----- | 8.7% |

1.6.5 CLASIFICACION DE LOS TIPOS DE FALLAS EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCION.

Las fallas en un sistema de distribución, por su naturaleza, pueden ser clasificadas en fallas temporales ó fallas permanentes (ref. 6). Una falla temporal se define como aquella que puede ser despejada antes de que ocurra un daño serio. El 90% de las fallas en los sistemas de distribución aerea son de naturaleza temporal. Una falla permanente es aquella que persiste independiente de la velocidad a la cual se desenergiza al circuito, ó el tiempo que el circuito está desenergizado.

Un arco entre dos fases de un circuito de distribución aérea inicialmente puede ser una falla temporal, pero si la falla no se despeja rápidamente pueden romperse los conductores y convertirse en una falla permanente.

1.6.6 CALCULOS DE LAS CORRIENTES DE FALLA.

Para aplicar los aparatos de protección de sobrecorriente en los sistemas de distribución, es necesario conocer las corrientes de fallas por todas las localidades del sistema.

En cada una de las localidades de los A.P.S., se requiere conocer: los valores máximos de las corrientes de falla, para determinar si los equipos de interrupción son adecuados, y los valores mínimos de las corrientes de falla para determinar la zona de protección de cada A.P.S.

En el estudio de las fallas en el sistema de distribución, las corrientes pueden ser determinadas de las ecuaciones presentadas en el apéndice B.

Ahora bien, las fallas en un sistema de distribución también pueden ser clasificadas como fallas en paralelo ó fallas en serie. Un conductor abierto en una ó dos fases, ó la inclusión de impedancias desiguales en serie en las fases de la línea trifásica son ejemplos de fallas en serie. Las fallas en serie no presentan altas co-

rrientes y generalmente no es necesario considerarlas en un sistema de distribución radial --- cuando se aplican los aparatos de protección de sobrecorriente.

Por el contrario, las fallas en paralelo pueden presentar altas corrientes las cuales causarían daños apreciables a las partes afectadas del -- sistema si no son aisladas rápidamente.

Los cuatro tipos básicos de fallas en paralelo, los cuales ocurren con mayor frecuencia en los sistemas trifásicos de distribución de 4-hilos de neutro multitierra, son: falla trifásica, falla de doble fase a tierra, falla de fase a tierra y falla fase a fase, mostradas en la figura 1.2

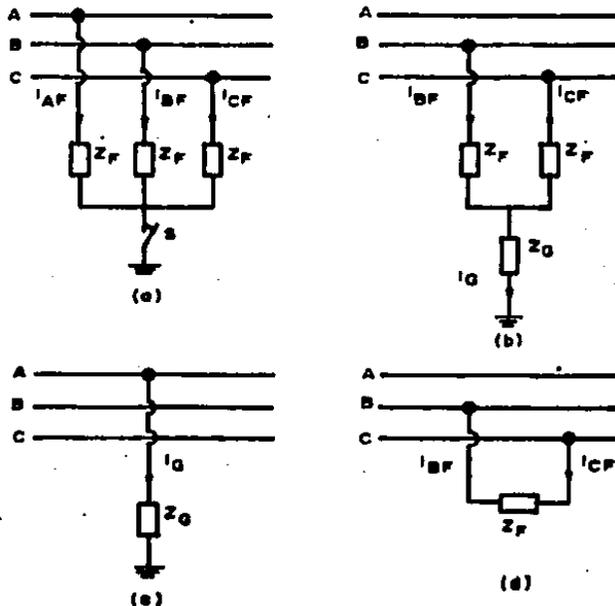


Figura 1,2 Tipo de fallas considerados para los sistemas de distribución trifásicos de 4-hilos de neutro multitierra.

Para la falla trifásica en la figura 1. 2-a podemos decir, de acuerdo al resultado obtenido en la sección B.2; que:

$$I_{AF} = \frac{V_F}{Z_1 + Z_F} \quad (1)$$

Para la falla doble fase a tierra en la figura 1. 2-b de acuerdo al resultado obtenido en la sección B.4, tenemos:

$$I_{BF} = \frac{(Z_Z - aZ_P) \sqrt{3} V_F \angle -90^\circ}{Z_P + 2Z_P Z_Z} \quad (2)$$

$$I_{CF} = \frac{(Z_Z - a^2Z_P) \sqrt{3} V_F \angle +90^\circ}{Z_P + 2Z_F Z_Z} \quad (3)$$

$$I_G = \frac{-3 V_F}{Z_P + 2Z_Z} \quad (4)$$

$$\text{donde } Z_P = Z_1 + Z_F \quad (5)$$

$$Z_Z = Z_0 + Z_F + 3Z_G \quad (6)$$

$$a = 1 \angle 120^\circ \quad (7)$$

Para la falla de fase a tierra (figura 1. 2-c) la corriente de falla puede ser determinada (sección B.1) como:

$$I_G = \frac{3 V_F}{2Z_1 + Z_0 + 3Z_G} \quad (8)$$

y para la falla línea a línea (figura 1.2 -d) la corriente de falla puede ser determinada (de acuerdo al procedimiento en la sección D.3) como:

$$I_{BF} = \frac{\sqrt{3} V_F \angle -90^\circ}{2 Z_1 + Z_F} \quad (9)$$

$$I_{CF} = - I_{BF} \quad (10)$$

En las ecuaciones anteriores Z_F y Z_G representan las impedancias que pueden estar presentes en la trayectoria de la falla. Z_1 y Z_0 representan las impedancias de secuencia positiva y cero, respectivamente, del sistema.

1.6.7 CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO Y POSITIVA DE LOS ELEMENTOS INTEGRANTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION.

Calculemos ahora las impedancias de secuencia positiva y cero utilizadas en las ecuaciones (1), (2), (8) y (9) obtenidas en la sección anterior. Para esto nos basaremos en el circuito de la figura 1.3 el cual representa un diagrama unifilar simplificado mostrando los elementos de un sistema de distribución radial (ref. 7).

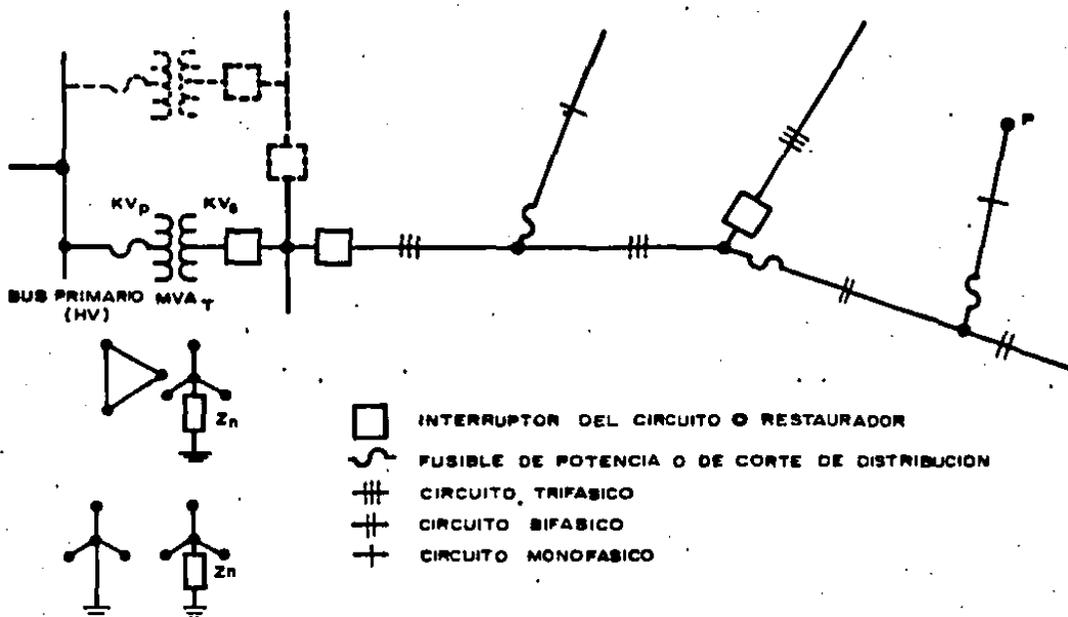


Figura 1.3 Diagrama unifilar simplificado mostrando los elementos de un sistema de distribución radial.

Para demostrar la combinación de las impedancias de secuencia, consideramos una falla en el punto P de la lateral monofásica de la figura 1.3.

La impedancia de secuencia positiva (Z_1) en el punto de la falla "P" es la suma de las impedancias de secuencia positiva de la línea monofásica, línea bifásica, línea trifásica, transformador de la subestación y el sistema de alimentación primario. Esto se ilustra en la figura 1.4

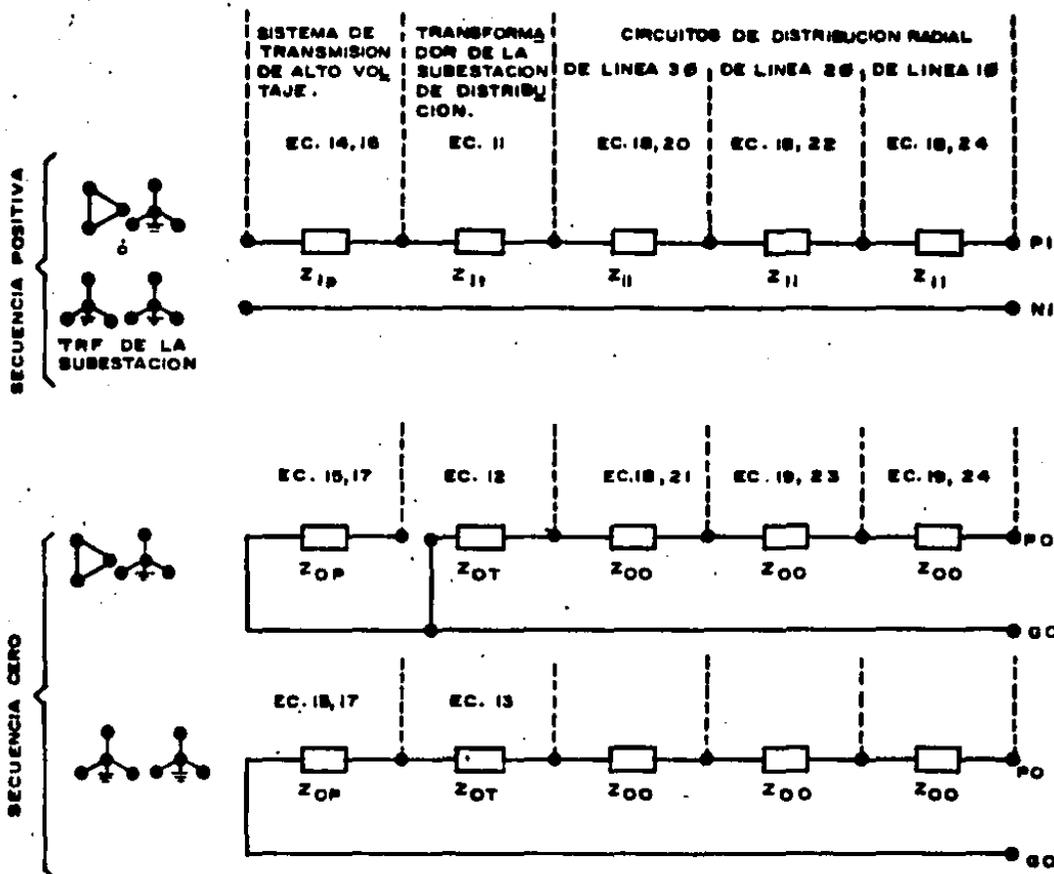


Figura 1.4 Diagrama de impedancias positiva y cero para una falla en el punto P en la figura 1.3 La impedancia de secuencia de cada uno de los elementos se encuentra en las ecuaciones indicadas.

La impedancia de secuencia cero del sistema (Z_0) en el punto de la falla es la suma de las impedancias de secuencia cero de los elementos conectados en serie

como se ilustra en el diagrama de impedancia de secuencia cero en la figura 1.4. La figura 1.4 muestra dos circuitos de secuencia cero: con la conexión Δ -Y del transformador de la subestación, la impedancia de secuencia cero del sistema (Z_0) en el punto de la falla es independiente de la impedancia de secuencia cero del sistema primario (Z_{0p}): En cambio, cuando el transformador de la subestación tiene la conexión Y-Y, la impedancia de secuencia cero del sistema primario (Z_{0p}) está incluida en la impedancia de secuencia cero del sistema (Z_0) en el punto de la falla.

Veamos ahora las ecuaciones para calcular las impedancias de secuencia de los elementos en el sistema de distribución.

1.6.7.1 TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACION

$$Z_{1T} = \frac{KV_s^2}{MVA_T} \left[\frac{KW_{TOT} - KW_{NL}}{1000 MVA_T} + j \left(\frac{Z_{T\%}}{100} \right)^2 - \left(\frac{KW_{TOT} - KW_{NL}}{1000 MVA_T} \right)^2 \right] \quad (11)$$

donde

KV_s = Voltaje fase a fase rateado del TRF en KV en el lado secundario del TRF 3 \emptyset .

MVA_T = Potencia del TRF 3 \emptyset en MVA

KW_{NL} = Pérdida sin carga del TRF 3 \emptyset en KW

KW_{TOT} = Pérdida total del TRF 3 \emptyset en KW cuando entrega su salida nominal.

$Z_{T\%}$ = Impedancia de fuga del transformador en porcentaje

La impedancia de secuencia cero del TRF de la subestación depende de las conexiones de sus devanados.

Para la conexión Δ -Y, la impedancia en ohms referida al secundario es:

$$Z^0_T = K_1 Z_{1T} + 3 Z_N \quad (12)$$

Z_N = Impedancia neutral en ohms

K_1 = 1.0 si el banco del transformador está hecho de 3 unidades de una fase.

K = 0.9 si el TRF $3\emptyset$ está construido en un núcleo de tres derivaciones.

Para la conexión Y-Y del TRF, la impedancia de secuencia cero en ohms referidos al secundario es:

$$Z^0_T = Z_{1T} + 3 Z_N \quad (13)$$

1.6.7.2 SISTEMA DE SUBTRANSMISION-TRANSMISION

Si la alimentación del sistema del lado primario del TRF de la subestación está definido en términos de - MVA de la falla trifásica, factor de potencia y la - corriente disponible para una falla a tierra. Las impedancias de secuencia del sistema primario en ohms referidos al lado secundario son:

$$Z_{1P} = \frac{KV_S^2}{MVA_{3P}} \left[PF_{3P} + J \sqrt{1 - PF_{3P}^2} \right] \left[\frac{KV_{3P}}{KV_P} \right]^2 \quad (14)$$

$$Z_{0P} = \frac{\sqrt{3} KV_S^2}{KI_{GP} KV_{3P}} \left[PF_{1P} + J \sqrt{1 - PF_{1P}^2} \right] \left[\frac{KV_{3P}}{KV_P} \right]^2 - 2 Z_{1P} \quad (15)$$

donde:

KV_S = Voltaje nominal fase a fase del TRF en el secundario.

KV_P = Voltaje nominal fase a fase del TRF en el primario.

MVA_{3P} = Capacidad disponible de la falla 3Ø en MVA en el primario del TRF de la subestación.

KI_{GP} = Corriente de falla a tierra en KA en el primario del TRF de la subestación.

KV_{3P} = Voltaje fase a fase del sistema primario

PF_{3P} = Factor de potencia de la corriente de falla 3Ø - disponible en los terminales primarios.

PF_{1P} = Factor de potencia de la corriente de falla fase a tierra disponible.

Si el sistema de alimentación del lado primario del TRF de la subestación está definido en términos de las impedancias por unidad para cada uno de los circuitos de secuencia en MVA de base especificada, las impedan-

cias de secuencias en ohms referidas al secundario, - para representar el sistema primario, son:

$$Z_{1P} = (r_1 + j x_1) \frac{KV_S^2}{MVA_B} \left[\frac{KV_{3P}}{KV_P} \right]^2 \quad (16)$$

$$Z_{0P} = (r_0 + j x_0) \frac{KV_S^2}{MVA_B} \left[\frac{KV_{3P}}{KV_P} \right]^2 \quad (17)$$

donde MVA_B es la MVA, base y r_1 , r_0 , x_1 y x_0 son las componentes reales e imaginarias de las impedancias de secuencia por unidad.

1.6.7.3 CIRCUITOS DE DISTRIBUCION AEREOS

La autoimpedancia de secuencia positiva que representa los circuitos de distribución de cable desnudo con neutro multi-tierra trifásicos, bifásicos y monofásicos es:

$$Z_{11} = R_0 + j,2794 \frac{f}{60} \log \frac{GMD_0}{GMR_0} \text{ ohms/milla} \quad (18)$$

donde:

R_0 = Resistencia del conductor de la fase en ohms/milla.

f = frecuencia nominal del sistema en hertz

GMD_0 = Media geométrica de la distancia entre los conductores de las fases (en ft).

GMR_0 = Média geométrica del radio de los conductores de las fases (en ft).

y la expresión para la autoimpedancia de secuencia cero es:

$$Z_{00} = R\emptyset + .2862 \frac{f}{60} + j8382 \frac{f}{60} \log \frac{De}{\sqrt[3]{GMR\emptyset GMD\emptyset^2}} - \frac{3Z\emptyset N^2}{Z_{NN}} \Omega/\text{mill} \quad (19)$$

donde:

$$Z\emptyset N = .0954 \frac{f}{60} + j.2794 \frac{f}{60} \log \frac{De}{GMD\emptyset N}$$

$$Z_{NN} = R_N + .0954 \frac{f}{60} + j.2794 \frac{f}{60} \log \frac{De}{GMR_N}$$

$$De = 2160 \sqrt{\rho/f} \text{ ft}$$

ρ = Valor promedio de la resistencia en Ω/mt a lo largo de la ruta del circuito.

$GMD\emptyset_N$ = Media geométrica de la distancia entre los conductores de las fases y el conductor del neutro (en ft).

R_N = Resistencia del conductor del neutro en Ω/mill

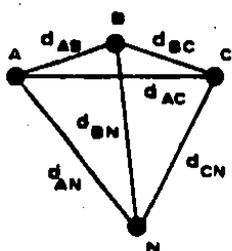
GMR_N = Media geométrica del radio del conductor del neutro (en ft).

Las expresiones para calcular $GMD\emptyset$ y $GMD\emptyset_N$ se encuentran en la tabla 1, para líneas trifásicas, bifásicas y monofásicas. En la tabla dij es la distancia en ft entre el centro del conductor i y el centro del conductor j, donde los conductores de fase se designan con el sub-índice A, B ó C y el conductor del neutro multitierra con el sub-índice N.

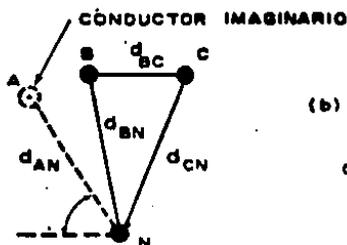
TABLA 1

TIPO DE LINEA (NEUTRO-MULTI-TIERRA)

| <u>CANTIDAD</u> | <u>TRIFASICA</u> | <u>BIFASICA</u> | <u>MONOFASICA</u> |
|-------------------|----------------------------------|------------------------|-------------------|
| GMD \emptyset | $\sqrt[3]{d_{AB} d_{BC} d_{CA}}$ | d_{BC} | d_{AN} |
| GMD $\emptyset N$ | $\sqrt[3]{d_{AN} d_{BN} d_{CN}}$ | $\sqrt{d_{BN} d_{CN}}$ | d_{AN} |

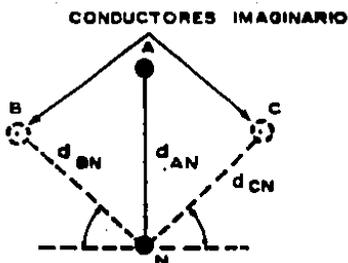


(a) LINEA TRIFÁSICA



(b) LINEA BIFÁSICA

$$d_{AN} = \sqrt{d_{BN} d_{CN}}$$



(c) LINEA MONOFÁSICA

$$d_{BN} = d_{CN} = d_{AN} \\ = 41.0055^\circ$$

Figura 1.5 Distancias centro a centro de los conductores usadas para calcular las auto-impedancias de secuencia para los circuitos de hilos desnudos.

La figura 1.5 muestra las distancias empleadas en la tabla 1 para las líneas trifásicas, bifásicas y monofásicas con conductor de neutro multitierra.

1.6.7.4 CIRCUITOS DE DISTRIBUCION SUBTERRANEOS

La gran mayoría de los sistemas de distribución de -- clases 15, 25 y 35KV usan cables dieléctricos de un conductor con un neutro concéntrico multialambre en cada uno de los cables. Veamos ahora las ecuaciones para calcular las autoimpedancias de secuencia para los circuitos hechos con este tipo de cable.

1.6.7.4.1 CIRCUITOS TRIFASICOS

La autoimpedancia de secuencia positiva (Z_{11}) y la -- autoimpedancia de secuencia cero (Z_{00}) de un circuito trifásico se pueden calcular con las ecuaciones (20) y (21) respectivamente.

$$Z_{11} = Z_{aa} - Z_{ab} \left(\frac{Z_{ax} - Z_{ab}}{Z_{xx} - Z_{ab}} \right) \text{ ohms/1000 ft} \quad (20)$$

$$Z_{00} = Z_{aa} + 2Z_{ab} - \left(\frac{Z_{ax} + 2Z_{ab}}{Z_{xx} + 2Z_{ab}} \right) \text{ ohm/1000 ft} \quad (21)$$

donde:

$$Z_{aa} = R_0 + .01807 \frac{f}{60} + j.0529 \frac{f}{60} \log \frac{D_e}{GMR_0}$$

$$Z_{ab} = .018707 \frac{f}{60} + .0529 \frac{f}{60} + j.0529 \frac{f}{60} \log \frac{D_e}{GMD_0}$$

$$Z_{ax} = .018707 \frac{f}{60} + .0529 \frac{f}{60} \log \frac{D_e}{DN_2}$$

$$Z_{xx} = R_N + .01807 \frac{f}{60} + j.0529 \frac{f}{60} \log \frac{D_e}{GMR_N}$$

$$D_e = 25920 \frac{\sqrt{p}}{f} \text{ pulgadas}$$

$$GMD\emptyset = \sqrt[3]{d_{AB} d_{BC} d_{CA}}$$

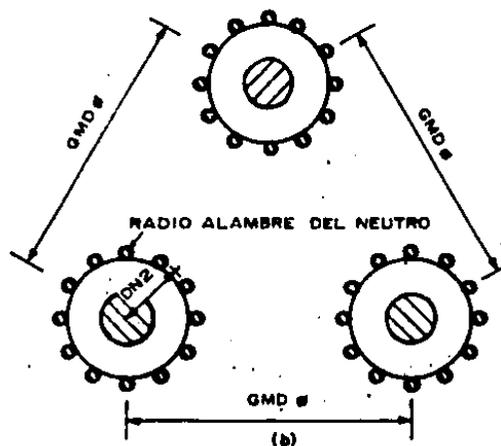
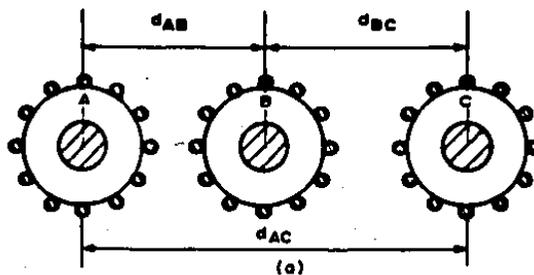


Figura 1.6 Circuito trifásico con cables de neutro multifilar concéntricos de un solo conductor.

- a) Arreglo del conductor actual
- b) Arreglo asumido para calcular las autoimpedancias de secuencia.

R_N = Resistencia del neutro concéntrico multifilar en cada uno de los cables en ohm/1000 ft.

R_ϕ = Resistencia del conductor de la fase en ohm/1000 ft.

f = Frecuencia nominal del sistema en hertz.

D_e = Espesor del conductor de retorno a tierra equivalente en pulgadas.

GMR_ϕ = Media geométrica del radio del conductor de la fase en pulgada.

GMD_ϕ = Media geométrica de la distancia entre los centros de los 3 cables en pulgadas.

d_{ij} = Distancia actual en pulgadas entre el centro de los cables para las fases i y j .

DN_2 = Radio en pulgada del círculo formado por los centros de los alambres en el neutro concéntrico multifilar, como se muestra en la fig. 1.6-b.

GMR_N = Media geométrica del radio en pulgadas del neutro concéntrico multifilar

$$GMR_N = \sqrt[n]{n DN_2 (n-1) r_n \times 0.7788}$$

donde n = número de hilos en el neutro

r_n = radio en pulgadas de c/u de los hilos

1.6.7.4.2 CIRCUITOS BIFASICOS

La autoimpedancia de secuencia positiva (Z_{11}) y la impedancia de secuencia cero (Z_{00}) de un circuito bifásico se pueden calcular con las ecuaciones (22) y (23) respectivamente.

$$Z_{11} = Z_{aa} - Z_{ab} - \frac{(Z_{ax} - Z_{ab})^2}{(Z_{xx} - Z_{ab})} \text{ ohms/1000 ft} \quad (22)$$

$$Z_{00} = Z_{aa} + 2Z_{ab} - \frac{3}{2} \frac{(Z_{ax} + Z_{ab})^2}{Z_{xx} + Z_{ab}} + \frac{1}{2} \frac{(Z_{ax} - Z_{ab})^2}{Z_{xx} - Z_{ab}} \text{ ohm/1000 ft} \quad (23)$$

todos los términos que aparecen en éstas ecuaciones ya se definieron en la sección anterior, excepto -- $GMD\emptyset$ = distancia centro a centro de los conductores de los cables, dBC.

1.7.6.4.3 CIRCUITO MONOFASICO

En estos circuitos resulta que:

$$Z_{11} = Z_{00} + Z_{aa} - \frac{Z_{ax}^2}{Z_{xx}} \quad (24)$$

1.6.8 RESULTADOS GENERALIZADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORRIENTE DE FALLA.

En los alimentadores de distribución radial, la corriente disponible para un tipo de falla específico es un máximo cuando la falla está localizada en la subestación, y decrece a medida que la falla se aleja de la

subestación. Las curvas de las corrientes de fallas disponibles contra la distancia de la subestación a la localización de la falla se llaman curvas de los perfiles de las corrientes de falla.

1.6.8.1 CORRIENTE DE FALLA DISPONIBLE CONTRA NIVEL DE VOLTAJE.

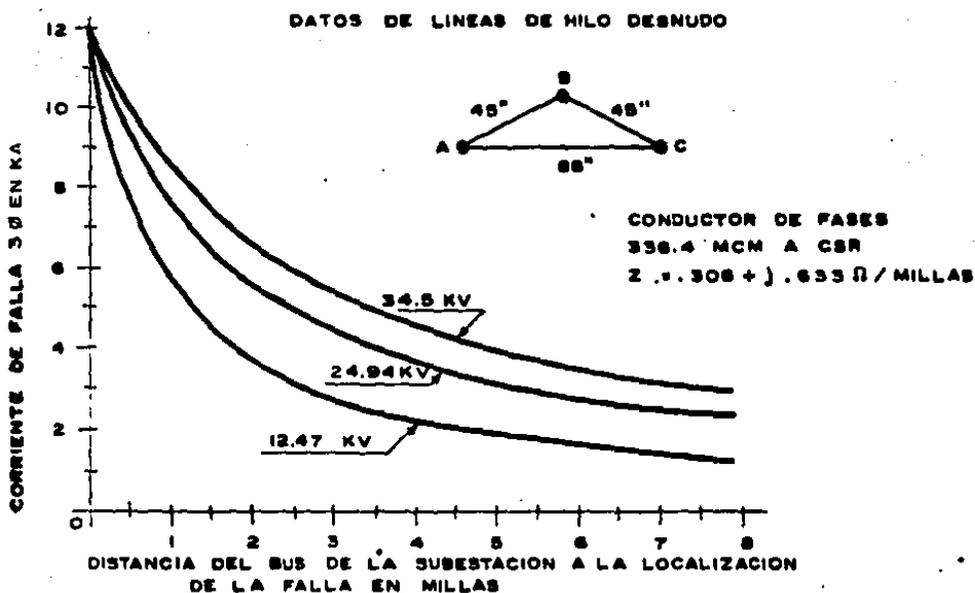


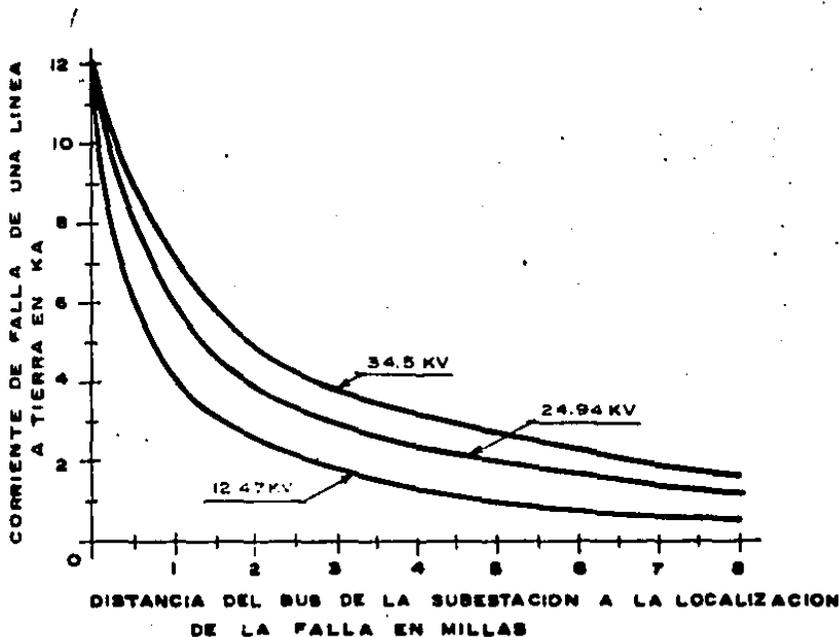
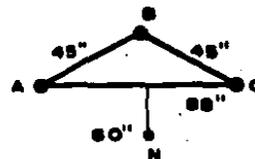
Figura 1.7 Curvas de perfiles de la corriente de falla, para las fallas 3Ø de un sistema de 12.47, 24.94 y 34.5KV.



CONDUCTOR NEUTRAL 3/0 ACSR

$$Z_{11} = .506 + j.633 \Omega/\text{millas}$$

$$Z_{00} = .801 + j2.034 \Omega/\text{millas}$$



DISTANCIA DEL BUS DE LA SUBESTACION A LA LOCALIZACION DE LA FALLA EN MILLAS.

Figura 1.8 Curvas de perfiles de corrientes de falla para fallas fase a tierra en un sistema de 12.47, - 24.94 y 34.5KV

La comparación de las curvas de los perfiles de las corrientes de falla para las líneas de hilo desnudo en las figuras 1.7 y 1.8 muestra que a medida que la falla se aleja de la subestación, la corriente de falla disponible decrece en una razón mucho mayor para la falla de una sola fase a tierra que para la falla trifásica a tierra. Esto es posible en las líneas de hilo desnudo porque la impedancia de secuencia cero de la línea es mayor que la impedancia positiva.

1.6.8.2 CORRIENTE DE FALLA DISPONIBLE CONTRA TIPOS DE CIRCUITOS.

El efecto de los tipos de circuitos (aéreos ó subterráneos) en las curvas de los perfiles de las corrientes de falla para falla de línea a tierra en un sistema de 12.47KV se ilustran en la figura 1.9

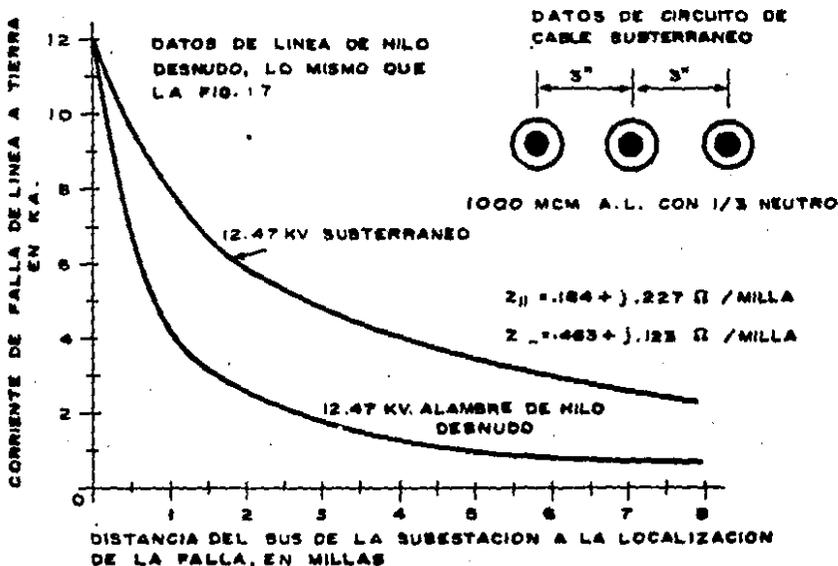


Figura 1.9 Curvas de perfil de la corriente de falla para fallas de una sola línea a tierra en ctos aéreo y subterráneos de 12.47KV.

La impedancia de secuencia es menor en los -- circuitos de cables subterranos por lo que -- la corriente de falla es mayor en el alimentador subterraneo que en el aéreo.

1.7 CIRCUITOS DE SUBTRANSMISION.

Los circuitos de subtransmisión pueden ser radiales, de malla con una sola fuente (un bus de la subestación de distribución), ó de malla con dos o más fuentes, dos o más subestaciones de distribución.

En los circuitos de subtransmisión radial se localizan las fallas de la misma manera que en los circuitos de distribución radial.

1.7.1 SISTEMA DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

Cuando hay una fuente en más de uno de las -- terminales de la línea, las corrientes de falla y de carga pueden fluir en cualquier dirección, los relevadores de protección de sobrecorrientes están por lo tanto sujetos a -- que la corriente de falla fluya en ambas direcciones, si se usaran relevadores no direccionales, se tendría que realizar su coordinación no solamente con los relevadores en la -- terminal remota de la línea, si no también -- con los relevadores detrás de ellos. Puesto -- que los relevadores direccionales operan solamente cuando la corriente de falla fluye en -- la dirección especificada, evitan esta compleja coordinación (ref. 5).

La figura 1.10 ilustra el uso de relevadores de sobrecorriente direccional para proteger un circuito de malla con una sola fuente.

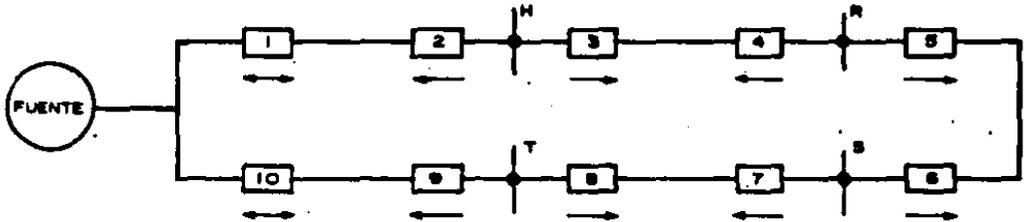


Figura 1.10 Circuito de malla con una sola fuente y sus protecciones. Las reglas de aplicación de los relevadores son similares a la de los circuitos radiales excepto que se requieren relevadores de sobrecorriente direccional en las localidades 2 a 9.

1.7.2 CAUSAS Y FRECUENCIAS DE LAS FALLAS EN LAS LINEAS DE LOS CIRCUITOS DE SUBTRANSMISION.

En los circuitos de subtransmisión las causas y tipos de fallas son las mismas que las que ya discutimos para los circuitos de distribución.

Como ejemplo presentamos las causas y las frecuencias de las fallas en el sistema de subtransmisión de la división centro occidente, de la CFE, el cual emplea voltajes de 69KV y 115KV, teniendo como período el primer semestre de 1981, en el cual se presentaron un total de 304 fallas por las siguientes causas.

| <u>CAUSAS</u> | <u>FRECUENCIAS %</u> |
|------------------------|----------------------|
| Estructuras | 1 |
| Herrajes | 2,3 |
| Aisladores | 1,3 |
| Conductor | 0.1 |
| Cable de Guarda | 0.3 |
| Brecha | 0.3 |
| Contaminación | 1 |
| Descarga Atmosférica | 4 |
| Vientos fuertes | 1 |
| Quema de caña | 2 |
| Ignoradas | 2 |
| Distrubios del sistema | 39.5 |
| Extraordinarias | 1 |
| Falla Técnica | 3 |
| Falta de Energía | 37 |
| Maniobras y pruebas | 4.2 |

1.8 . CIRCUITOS DE TRANSMISION

Los circuitos de transmisión son invariablemente sistemas de malla de multifuentes. Estos circuitos transmiten energía eléctrica de las fuentes de generación a los centros de distribución. Los niveles de corriente de falla son generalmente altos, y si las fallas no son despojadas rápidamente pueden causar inestabilidad en el sistema como también grandes daños y peligros al personal. Por esta razón son utilizados los relevadores de distancia fase en lugar de los relevadores de sobrecorrientes direccional (ref.5).

1.8.1 SISTEMAS DE PROTECCION DE LOS RELEVADORES DE DISTANCIA.

Un relevador de distancia responde a las variables de entrada (voltaje, corriente) como una función de la distancia del circuito eléctrico entre la localización del relevador y el punto de la falla. Básicamente un relevador de distancia compara la corriente y el voltaje del sistema de potencia para determinar si una falla existe dentro o fuera de su zona de operación.

1.8.2 CAUSAS Y FRECUENCIAS DE LAS FALLAS EN LAS LINEAS DE LOS CIRCUITOS DE TRANSMISION.

En los circuitos de transmisión, las causas principales de las fallas son: por descargas atmosféricas, contaminación, hilo de guarda, vientos fuertes.

Como ejemplo presentamos las causas y frecuencias de las fallas en el sistema de transmisión de México de la CFE, para los voltajes de 400 KV y 230 KV, teniendo como período el año de 1980, en el cual se presentaron 166 fallas en las líneas de 400 KV y 186 fallas en las de 230 KV.

Líneas de 400KV

| <u>CAUSAS</u> | <u>FRECUENCIA %</u> |
|----------------------|---------------------|
| Descarga atmosférica | 40% |
| Quema de caña | 47% |
| Brecha | 6% |
| Hilo de guarda | 1.5% |
| Conductor | 1.5% |
| Ignoradas | 4% |

En las líneas de 230KV

| <u>CAUSAS</u> | <u>FRECUENCIA %</u> |
|------------------------|---------------------|
| Descargas atmosféricas | 30% |
| Contaminación | 25% |
| Brecha | 7% |
| Aisladores | 6.5% |
| Herrajes | 2% |
| Hilo de guarda | .5% |
| Conductor | .5% |
| Quema de caña | 6% |
| Vientos fuertes | 1% |
| Ignoradas | 21.5% |

C A P I T U L O 2

"METODOS PARA LOCALIZAR LAS FALLAS EN UN SISTEMA DE POTENCIA"

2.1 INTRODUCCION

En los sistemas de potencia actuales es de primordial importancia el poder determinar en forma precisa y en el menor tiempo posible donde se localizan las fallas momentáneas o permanentes.

El objeto de lo anterior representa fundamentalmente el poder brindar a los usuarios una buena continuidad y calidad en el servicio, y la obtención de mayores ingresos a la compañía de energía.

Así pues, esto da cabida a la aplicación de localizadores de fallas, los cuales se han venido desarrollando prácticamente en la última década.

En este capítulo presentaremos inicialmente un resumen de los métodos de localizadores de fallas (L.F.) en las líneas aéreas, sus ventajas y desventajas, y su uso en los niveles de transmisión, subtransmisión y distribución; y posteriormente presentaremos cuatro alternativas para la implementación de L.F.s en líneas de distribución.

2.2. RESUMEN DE LOS METODOS DE LOCALIZADORES DE FALLA PARA LINEAS AEREAS.

Los métodos utilizados en la localización de fallas en líneas aéreas (ref.8) son:

1. INSPECCION VISUAL.

La cual es realizada patrullando la línea: a pie, en carro, en helicóptero o avión, utilizando para ello las siguientes ayudas en la inspección:

- i). Interruptores seccionalizando la línea, con el fin de localizar la falla en una de esas secciones.
- ii). Rastreadores: se le aplican señales pequeñas a la línea, la cual será patrullada con un aparato de medición, la señal se va haciendo más pequeña a medida que se aproxima al punto de la falla.
- iii). Bandera de sobrecorriente o sobretensión operada: por lo general se encuentran en las torres y son visibles a las personas que patrullan la línea por tierra o por aire.

2. DETERMINACION DE LA DISTANCIA A LA FALLA POR MEDICIONES, DESDE UN PUNTO DE REFERENCIA (SUBESTACION), DE: LOS PARAMETROS ELECTRICOS O EL TIEMPO DE PROPAGACION DE LA ONDA PROGRESIVA.

- MEDICIONES DE LOS PARAMETROS ELECTRICOS: CORRIENTE Y/O VOLTAJES, FRECUENCIA, ANGULO DE FASE.

Las corrientes y los voltajes medidos en cualquiera de las terminales de la línea, pueden ser usados para dar una buena aproximación de la localización de la falla, de las siguientes maneras:

- i). Amperímetros de Telesenalización: cada uno de estos amperímetros incluyen varias bobinas (con sus respectivas banderas), cada una de

- las cuales tiene una corriente de operación mínima, ejm: 7.5, 10, 15, 20 y 25 amperios, de las cuales se puede calcular aproximadamente la localización de la falla.
- ii). Indicador magnético de la corriente de falla: se conecta una bobina de corriente al secundario del TC (o al del TP con una resistencia en serie), de la misma manera que los amperímetros de teleseñalización. La bobina retendrá una magnetización proporcional a la corriente máxima de falla, de la cual se puede calcular aproximadamente la distancia a la falla.
 - iii). Oscilógrafos automáticos: similar a los anteriores excepto que la corriente y el voltaje medidos son ambos utilizados, proporcionando de esta forma más información que los anteriores.
 - iv). Medición de la impedancia: se mide la impedancia vista desde el punto de referencia al punto de falla, puesto que la malla se completa en caso de corto circuito. El valor de la impedancia es proporcional a la distancia a la falla.
 - v). Frecuencia de resonancia (onda estacionaria): se conecta a la línea, ya seccionalizada, una fuente de frecuencia variable. En intervalos espaciados en frecuencia, la línea presenta una serie de resonancias características. El espaciamiento de esos intervalos está directamente relacionado a la distancia a la falla.
 - vi). Angulo de fase: se conecta a la línea una

fuerza de voltaje de radio frecuencia adecuada. El ángulo de fase entre la onda transmitida y la reflejada de la falla se mide por medio de un puente y se convierte en distancia.

- MEDICIONES DEL TIEMPO DE PROPAGACION DE LA ONDA PROGRESIVA (O VIAJERA).

El tiempo de propagación de la onda progresiva medida en un terminal de la línea puede ser usado para determinar la distancia al punto de la falla de las siguientes maneras:

- i). TIPO A: La caída repentina del voltaje en la falla causa un impulso el cual viaja a los terminales de la línea y se refleja sucesivamente entre el bus de la subestación y el punto de falla. El tiempo de viaje se mide electrónicamente y se convierte en distancia.
- ii). TIPO B: PULSO DE RADAR: Se aplica a la línea un pulso corto y se mide electrónicamente el tiempo de viaje del pulso hacia y desde la falla, y posteriormente se convierte en distancia.

2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS METODOS DE LOCALIZADORES DE FALLAS PARA LINEAS AEREAS.

1. La localización por inspección visual incluyendo las ayudas de inspección tiene una precisión muy buena, con cero error si la falla es reconocida. El tiempo de localización es corto solamente en líneas muy cortas y accesibles, pero por lo general, y teniendo presente la falta de experiencia del personal en el

diagnóstico de los indicadores, este tiempo es bastante largo, la confiabilidad es buena pero lejos de ser perfecta. En el patrullaje a pie y en carro, la línea debe ser desenergizada y aterrizada en sus extremos. El costo de este método es bastante alto (ref.9).

2. LOCALIZACION DE FALLAS POR MEDICIONES EN LOS TERMINALES.

- i). **CORRIENTES Y/O VOLTAJES.** La precisión es buena: 20% de error máximo para el amperímetro de teleseñalización y el indicador magnético, 10% para el oscilógrafo automático y del 5 al 3% para medidores de impedancia, la velocidad es buena, la medición es instantánea. La interpretación de las lecturas actuales requieren pocos minutos con el amperímetro de teleseñalización, de 20 a 30 minutos para el indicador magnético, varias horas para el oscilógrafo automático y pocos milisegundos para el medidor de impedancia. La disponibilidad de operación es continua y opera con la línea energizada. La confiabilidad es buena. El costo es muy bajo para el amperímetro de señalización y el indicador magnético y más elevado para los medidores de impedancia y el oscilógrafo automático.
- ii). **FRECUENCIA DE RESONANCIA Y ANGULO DE FASE:** El método que utiliza la frecuencia de resonancia tiene una precisión de 2% de error máximo, la velocidad es de pocos minutos una vez se encuentre desenergizada la línea, removidas las tierras y conectado el equipo. El costo es bajo.

Del método de la medición de ángulo de fase solamente se han realizado pruebas de laboratorio.

- iii). TIEMPO DE PROPAGACION DE LA ONDA PROGRESIVA: La precisión es excelente: 1% de error máximo. La velocidad es de 1 a 3 segundos. El método que utiliza el tipo A opera con la línea energizada mientras que el que utiliza el tipo B puede trabajar con la línea energizada o desenergizada. El costo es relativamente alto (ref.9).

2.4 USO DE LOCALIZADORES DE FALLAS EN LOS NIVELES DE TRANSMISION, SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION.

Todos los métodos de localizadores de fallas (L.F.) presentados en la sección anterior son aplicables a todos los niveles de voltaje (transmisión, subtransmisión y distribución) aunque algunos son económicos solamente para líneas largas de alto voltaje.

Como se indicó en el Capítulo 1, los circuitos de transmisión son de naturaleza altamente técnica debido a su configuración de mallas interconectadas con otras mallas, en cambio la configuración de los circuitos de distribución (y gran parte de los de subtransmisión) es radial y obviamente más simple. Además, las líneas de transmisión son mucho más largas y esenciales que las líneas de distribución, por lo tanto los métodos de L.F., utilizados en las líneas de transmisión deben ser muy rápidos, precisos y confiables. Estos requisitos son llenados satisfactoriamente por los métodos de la medición instantánea de la impedancia y la medición del tiempo de

propagación del impulso de radar.

Por otra parte, la característica principal de las líneas de distribución, además de su bajo voltaje asociado, es el problema numérico con sus varias subestaciones, docenas de circuitos, cientos de secciones de líneas, miles de transformadores y decenas de miles de usuarios. Los circuitos de transmisión son relativamente estáticos, mientras que los de distribución son dinámicos; cambian continuamente: nuevas líneas, nuevos usuarios, cambio de transformadores, nuevos servicios, caída de postes, etc.

Los circuitos de distribución están donde está la acción, por tal razón es obvio que para localizar las fallas en un sistema de distribución se debería utilizar un sistema de control supervisorio en el cual se encuentren integrados uno o varios métodos de los vistos anteriormente. Por ejemplo: monitoreando el estado de los interruptores que seccionan la línea, se podría localizar la falla en una sección de la línea y con la ayuda de alguno de los métodos de medición de corriente, o de impedancia se podría determinar la distancia a la cual ocurrió la falla.

2.5 ALTERNATIVAS PARA LA IMPLEMENTACION DE L.F.'S EN LAS LINEAS DE DISTRIBUCION.

A continuación presentamos cuatro alternativas para la implementación de los L.F.s en las líneas de distribución a saber: método de reactancia aparente, método de reactancia verdadera, método de las componentes simétricas y método utilizando un control supervisorio.

Es muy importante observar que para poder determinar no solo la sección del circuito de distribución en la cual se encuentra la falla sino también la distancia a la cual ocurre la falla, es necesario combinar uno de los tres primeros métodos con el cuarto.

Los métodos son:

2.5.1 METODO DE REACTANCIA APARENTE.

Con este método (ref.10) se logra encontrar la distancia al punto de falla pero no se detecta el tipo de falla.

Este método consiste en encontrar la distancia a la cual ocurrió la falla midiendo la reactancia de la línea vista desde el punto en que se encuentra el localizador.

2.5.1.1 PRINCIPIO DE MEDICION.

La representación unifilar de un segmento de línea de distribución con sus relevadores de protección se muestra en la Figura 2.1. El generador al lado izquierdo de la línea representa la producción de potencia equivalente del sistema interconectado.

La Figura 2.2 muestra la representación unifilar de una falla de fase a tierra, donde:

- m = distancia del relevador a la falla
- a = longitud total del segmento de la línea
- R = resistencia de secuencia positiva del segmento de línea

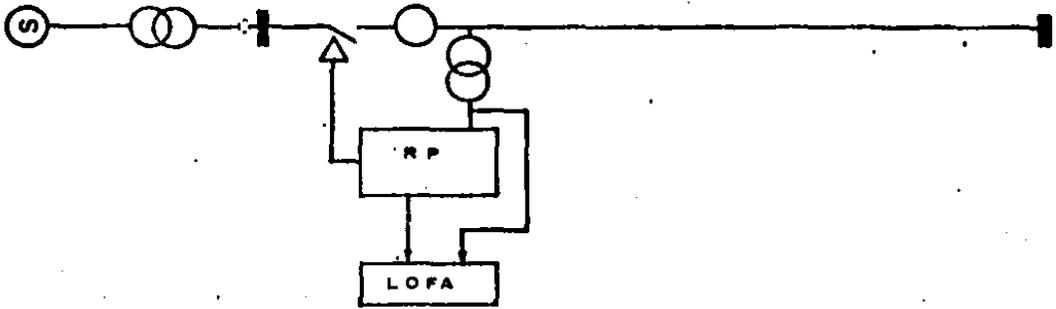


FIGURA 2.1

DIAGRAMA UNIFILAR EQUIVALENTE DE UNA LÍNEA TRIFÁSICA DE DISTRIBUCION (RADIAL)

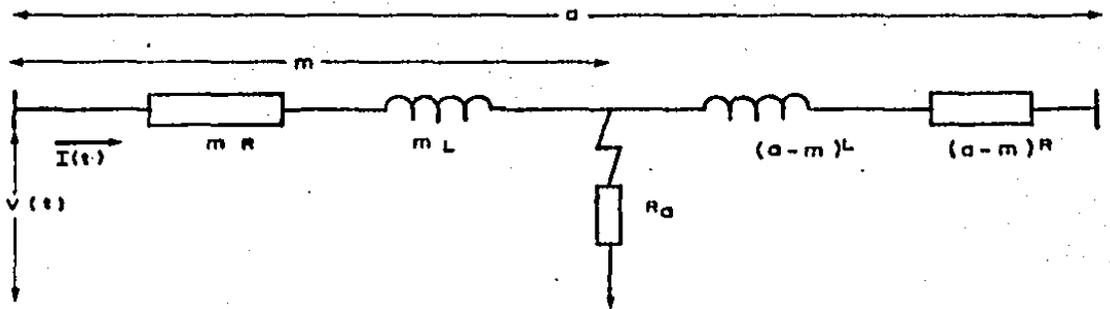


FIGURA 2.2

DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE UNA FALLA DE FASE A TIERRA

L = unidad de inductancia de secuencia positiva del segmento de la línea (henrios/Km)

R_a = resistencia de arco

Para este cTo simplificado se puede escribir:

$$V(t) = mRI(t) + mL \frac{dI(t)}{dt} + R_a I(t) \quad (1)$$

donde $V(t)$ e $I(t)$ instantáneos son el voltaje y la corriente de fase respectivamente.

La ecuación (1) puede ser arreglada como:

$$V(t) = (mR + R_a) I(t) + mL \frac{dI(t)}{dt} \quad (2)$$

En el tiempo t_0 cuando $I(t_0) = 0$

$$V(t_0) = mL \left. \frac{dI(t)}{dt} \right|_{t=t_0} \quad (3)$$

Llamando:

$$V(t_0) = V_0 \quad \text{y} \quad \left. \frac{dI(t)}{dt} \right|_{t=t_0} = I'_0 \quad \text{Luego,}$$

$$V_0 = mLI'_0 \quad (4)$$

En la ecuación anterior L es conocida y V_0 y I'_0 cantidades medibles tal que la distancia del punto de falla, m , puede ser calculada como:

$$m = \frac{V_0}{LI'_0} \quad (\text{km}) \quad (5)$$

2.5.1.2 CORTO CIRCUITO FASE A TIERRA.

Este tipo de falla es el más frecuente y típico. El circuito equivalente de una falla fase a tierra en un segmento de línea de distribución tri-

fásico es mostrada haciendo uso de las componentes simétricas en la Figura 2.3. Donde:

- a = longitud total del segmento de la línea (km)
- m = distancia del punto del localizador al punto de la falla
- Z_1 = impedancia de secuencia positiva de la línea (ohms/km)
- Z_2 = impedancia de secuencia cero de la línea (ohm/km)
- Z_0 = impedancia de secuencia negativa de la línea (ohms/km)

Z_{s1} , Z_{s2} , Z_{s0} son las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del circuito equivalente a la izquierda, las cuales se pueden despreciar para el cálculo siguiente:

tambien,

- I_F = corriente de falla $\therefore I_F = I_A + I'_A$
- $I_R = I_A + I_B + I_C = 3I_0$ = corriente residual
- R_a = resistencia de arco

V_1 , V_2 , V_0 y I_1 , I_2 , I_0 son los voltajes y corrientes de secuencia positiva, negativa y cero al lado izquierdo de la línea. V_{F1} , V_{F2} y V_{F0} son los voltajes de secuencia positiva, negativa y cero en el punto de falla.

Se pueden escribir las tres siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} V_1 &= V_{F1} + I_1 m Z_1 \\ V_2 &= V_{F2} + I_2 m Z_2 \\ V_0 &= V_{F0} + I_0 m Z_0 + 3R_a I_F \end{aligned}$$

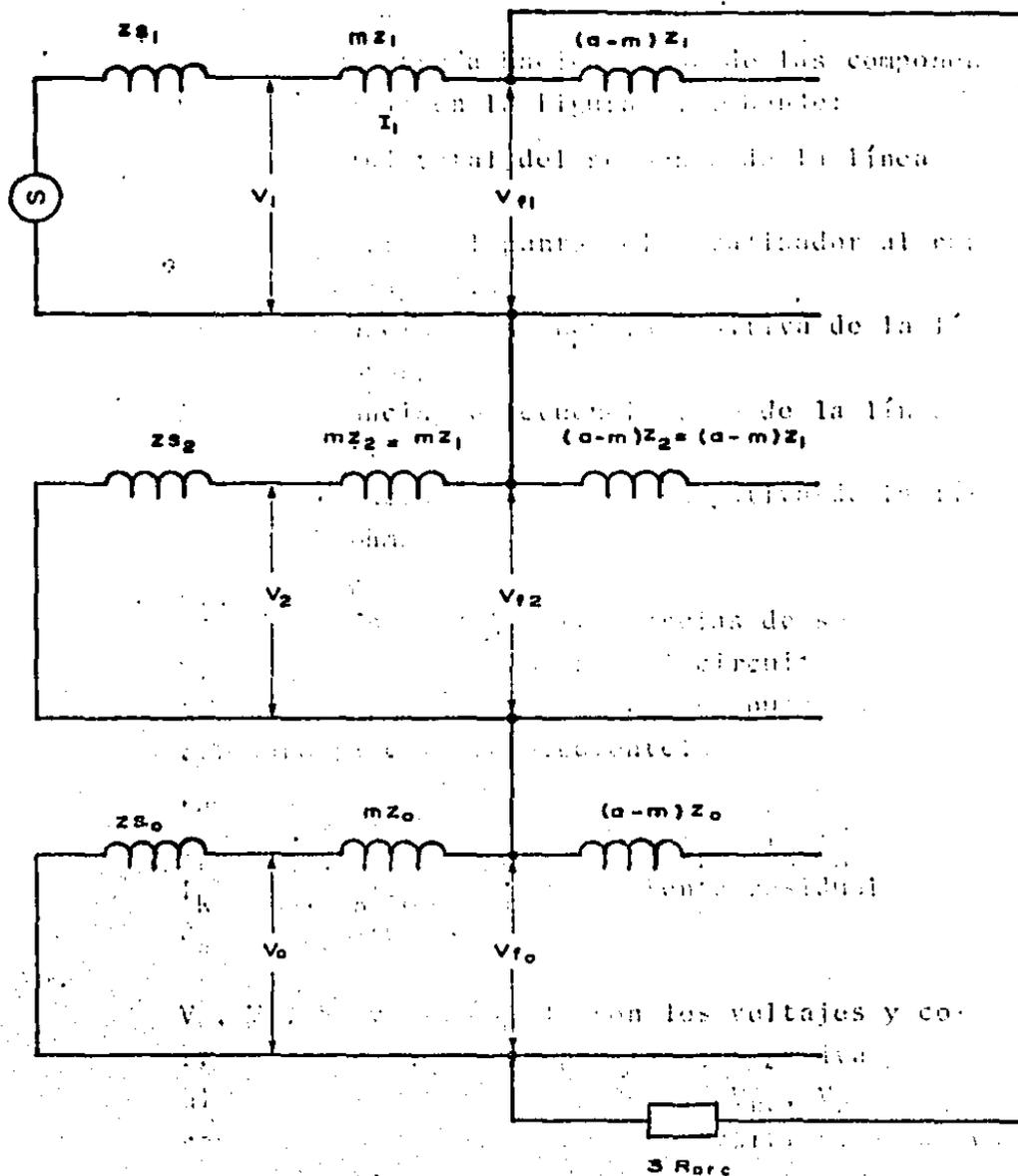


FIGURA 2.3

CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA FALLA FASE A TIERRA EN UNA LINEA DE DISTRIBUCION TRIFASICA (ASUMIENDO LA FASE A)

DONDE: a = LONGITUD TOTAL DEL SEGMENTO DE LA LINEA (KM)

$$m = \frac{1}{L(1+K_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p'} \quad (\text{km})$$

representemos a $I_A(t) = I_p \sin t$
 donde I_p es el valor pico y sea $t_0 = 0$, luego:

$$\left. \frac{d}{dt} I_A(t) \right|_{t=t_0=0} = I_p \cos t_0 = I_p = I_p'$$

tal que:

$$m = \frac{1}{L(1+K_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p'} = \frac{1}{(1+K_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p}$$

$$m = \frac{1}{X_1(1+K_0)} \cdot \frac{V}{I_p} \quad (6)$$

donde X_1 es la reactancia de secuencia positiva de la línea.

Por lo tanto para una falla de fase a tierra, si se determina el valor pico de la corriente de fase, durante la falla y se muestrea el valor del voltaje de fase, en el momento en que $I_A(t)=0$, se puede calcular la distancia al punto de la falla en kilómetros.

Además cualquier cantidad la cual sea proporcional a I_p es aceptable.

2.5.1.5 OTROS TIPOS DE FALLAS.

Para otros tipos de fallas se realizan cálculos similares al anterior (usando las componentes simétricas). Los resultados se muestran en la siguiente Tabla 2.1.

| TIPO DE FALLAS | ECUACIONES GUIAS | | VOLTAGES Y CORRIENTES PILOTOS |
|----------------|------------------------|---|---|
| A - N | $\frac{1}{X_1(1+K_0)}$ | $\frac{V_0}{I_p}$ | V_A, I_A |
| B - N | " | " | V_B, I_B |
| C - N | " | " | V_C, I_C |
| A - B | $\frac{1}{2X_1}$ | $\frac{V_0}{I_p}$ | V_{AB}, I_{AB} |
| B - C | " | " | V_{BC}, I_{BC} |
| C - A | " | " | V_{CA}, I_{CA} |
| A - B - N | $\frac{1}{X_1(1+K_0)}$ | $\frac{V_0}{I_p} \delta \frac{1}{2X_1} \cdot \frac{V_0}{I_p}$ | $V_A, I_A \delta V_{AB}, I_{AB}$ |
| B - C - N | " | " | $V_B, I_B \delta V_{BC}, I_{BC}$ |
| C - A - N | " | " | $V_C, I_C \delta V_{CA}, I_{CA}$ |
| A - B - C | $\frac{1}{2X_1}$ | $\frac{V_0}{I_p}$ | $V_{AB}, I_{AB} \delta V_{BC}, I_{BC}$ $\delta V_{CA}, I_{CA}$ |
| A - B - C - N | $\frac{1}{X_1(1+K_0)}$ | $\frac{V_0}{I_p} \delta \frac{1}{2X_1} \cdot \frac{V_0}{I_p}$ | $V_{AB}, I_{AB} \delta V_{BC}, I_{BC}$ $\delta V_{CA}, I_{CA}$ |

TABLA 2.1
 ECUACIONES GUIAS Y CANTIDADES PILOTOS PARA VARIOS TIPOS
 DE FALLAS

La Tabla 2.1 también lista las cantidades para ser muestreadas y las cantidades de los valores picos para ser determinados, las cuales son llamadas voltajes y corrientes pilotos respectivamente.

2.5.1.4 TECNICAS DE MEDICION

Consideraciones de las ecuaciones guías

$$m = \frac{1}{X_1(1+K_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p} \quad \text{y} \quad m = \frac{1}{2X_1} \cdot \frac{V_0}{I_p}$$

X_1 y $(1+K_0)$ son factores conocidos, V_0 es el valor del voltaje piloto cuando la corriente piloto sea cero, e I_p es el valor pico de la corriente piloto. V_0 e I_p serán medidos electrónicamente como niveles de voltjes D.C., de la siguiente manera:

1. Muestreo del Voltaje Piloto (V_0)

Para obtener V_0 , el voltaje piloto mostrado en la Tabla anterior es muestreado.

Esto puede ser llevado a cabo electrónicamente usando un contacto sample & hold disparando por la señal generada por el detector de cruce por cero (ZCD).

2. Evaluación de la Corriente Piloto

En vista de que obtener el valor pico de la corriente piloto electrónicamente, como un dato analógico no es tan fácil, podemos evaluar alguna cantidad la cual sea proporcional al valor pico de la corriente piloto. Para llevar a cabo

esto, la corriente piloto es convertida primero a voltaje, haciendo circular la corriente piloto a través de alguna resistencia definida. A este voltaje lo llamaremos voltaje de referencia. Este voltaje de referencia se integra electrónicamente por un período. Pero antes de integrar el voltaje de referencia es rectificado idealmente.

El resultado de esta integración es el siguiente: representemos el voltaje de referencia como:

$$V_R(t) = R I_p \text{ Sen } \omega t$$

donde R es la resistencia definida e I_p es el valor pico de la corriente piloto.

$\bar{V}_R(t)$ representa a $V_R(t)$ rectificado

$$\omega = 2\pi f, \quad f = \omega/2\pi \quad t = \frac{2\pi}{\omega}$$

$$\begin{aligned} \int_0^{\frac{2\pi}{\omega}} \bar{V}_R(t) dt &= \int_0^{\frac{\pi}{\omega}} V_R(t) dt + \int_{\frac{\pi}{\omega}}^{\frac{2\pi}{\omega}} V_R(t) dt \\ &= \int_0^{\frac{\pi}{\omega}} R I_p \text{ Sen } \omega t dt + \int_{\frac{\pi}{\omega}}^{\frac{2\pi}{\omega}} R I_p \text{ Sen } \omega t dt \\ &= R I_p \left[-\cos \omega t \right]_0^{\frac{\pi}{\omega}} - R I_p \left[-\cos \omega t \right]_{\frac{\pi}{\omega}}^{\frac{2\pi}{\omega}} \\ &= (-1 - (-1)) R I_p - (-1 - (-1)) R I_p \\ &= -4 R I_p \\ \bar{V}_R(t) dt &= -4 R I_p \end{aligned}$$

El resultado de esta integración es proporcional a I_p .

De hecho la integración de $V_R(t)$ por medio período dá una cantidad proporcional a I_p . La integración por un período minimiza el efecto indeseable de los transitorios, dicha integración es ejecutada de un cruce por cero de la corriente piloto al tercer cruce por cero, lo cual minimiza, además, el error de muestreo.

3. Eliminación de algunos procesos de Multiplicación.

Considerando las ecuaciones $m = \frac{1}{X_1(1+K_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p}$ y $V_R(t)dt = -4RI_p$, para obtener electrónicamente un nivel de voltaje D.C. proporcional a I_p , el factor $(1+K_0) \cdot 2$ puede ser contenido en la resistencia definida R durante la conversión de la corriente piloto al voltaje de referencia. Luego el factor $(1+K_0)I_p \cdot 2I_p$ es obtenido como U_R . Ahora la ecuación guía cambia a $m = \frac{V_0}{X} U_R = \frac{V_0/X_1}{U_R}$ llamando $V_0 \cdot \frac{1}{X_1} = U_X$.

La ecuación guía quedaría: $m = \frac{U_X}{U_R}$ (7)

2.5.1.5 REALIZACION DEL LOCALIZADOR DE FALLA POR EL METODO DE REACTANCIA APARENTE. DIAGRAMA DE BLOQUES.

Como el localizador de falla no sensa la falla por sí mismo, trabaja en cooperación con el relevador de protección de distancia instalado en la

línea en al cual se trata de determinar el punto de falla, solamente las señales de inicio de fases y la señal de disparo viniendo del relevador de protección de distancia son suficientes para operar adecuadamente.

Las corrientes y voltajes de fase con las señales de arranque de fase y neutrales son aplicadas a la unidad de conmutación, ver Figura 2.4. De acuerdo a las señales de arranque de fase, los voltajes y corrientes pilotos mostrados en la Tabla 2.1 son obtenidos como salidas de la unidad de conmutación. Instantáneamente, las señales de arranque de fase inicializan la unidad del timer. Los cruces por cero de la corriente son detectados por el detector de cruce por cero (ZCD) y esta unidad controla al timer.

El timer es la unidad fundamental del localizador de falla, puesto que las señales de control vienen del timer, el voltaje de referencia rectificado (i.e., proporcional a la corriente piloto) es integrado por un período y luego el resultado es muestreado instantáneamente junto con el voltaje piloto. V_0 es multiplicado por $1/X_1$ y dividido por U_R para obtener la distancia al punto de falla en kilómetros. El resultado es desplegado digitalmente en un display de leds de siete segmentos.

2.5.2 METODO DE REACTANCIA VERDADERA.

Con este método (ref.11) se encuentra la distan-

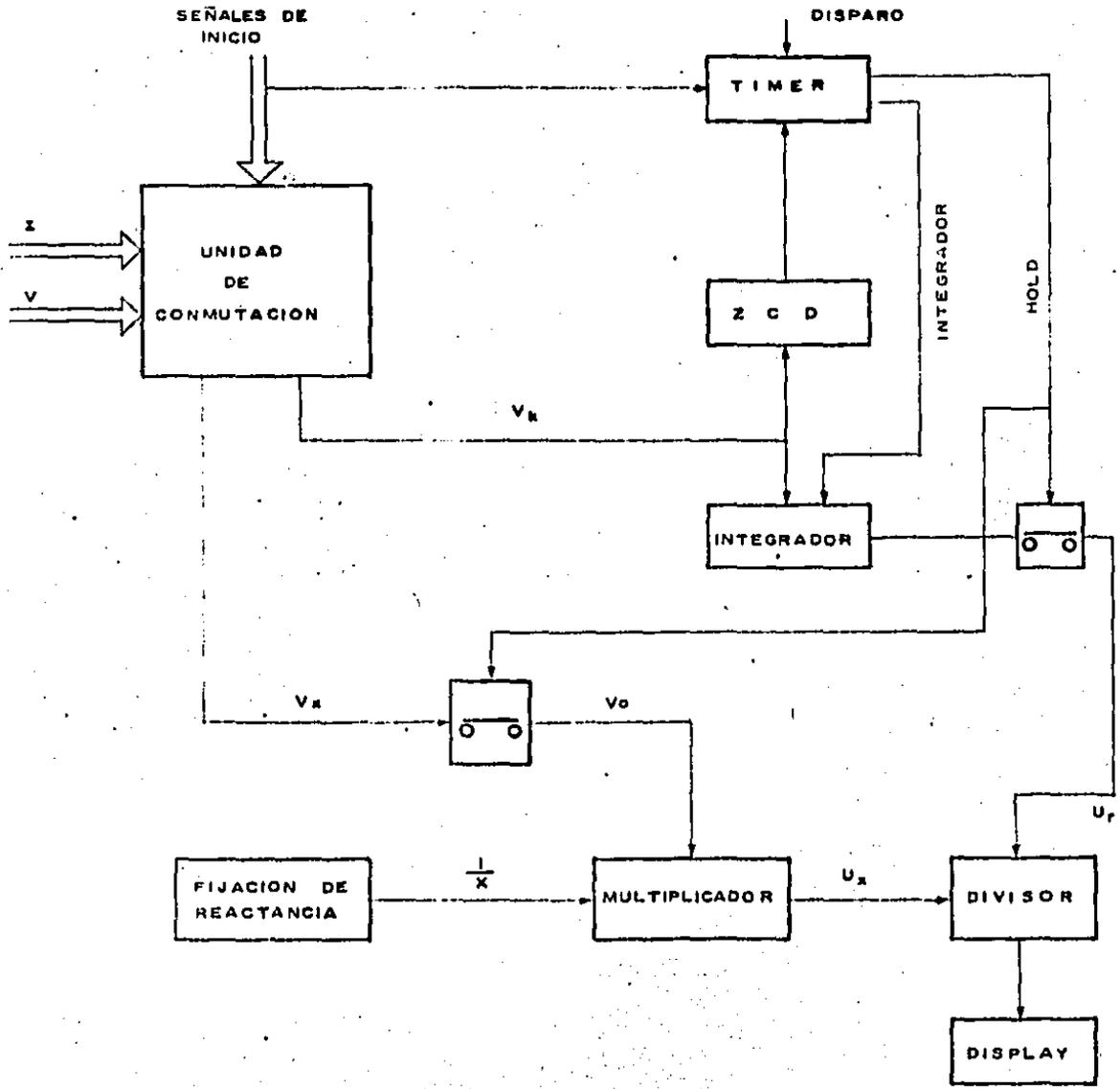


FIGURA 2.4
 DIAGRAMA DE BLOQUE DEL LOCALIZADOR DE FALLA POR EL
 METODO DE REACTANCIA APARENTE

cia al punto de falla pero no se detecta el tipo de falla.

Este método utiliza una impedancia réplica en cada una de las trayectorias fase a tierra. Esas impedancias réplicas adecuadas representan la impedancia completa de las trayectorias de fase y tierra de las líneas de distribución. También, el ángulo de la impedancia réplica es el mismo del ángulo de secuencia positiva de la línea.

La medida debe ser tomada durante el intervalo de tiempo entre la ocurrencia de una falla y su despejo por la apertura de un interruptor del circuito.

2.5.2.1 PRINCIPIO DE MEDICION

El principio de medida de este método es el siguiente:

La Figura 2.5 muestra el diagrama unifilar de una línea trifásica aérea; r y L son las resistencias e impedancias efectivas de la línea.

En el punto M , situado a una distancia m del punto de medida A , ocurre una falla de resistencia ρ . Las corrientes y voltajes instantáneos v e i en el punto de medición están en la siguiente relación:

$$v = (mr + \rho)i + mL \frac{di}{dt}$$

Donde $ar + jaL$ es una imagen de la impedancia de referencia portando la corriente de línea i , el voltaje en sus terminales es:

$$V = ar i + aL \frac{di}{dt} \quad (8)$$

En el tiempo t , cuando la corriente pasa a través de cero, uno puede escribir:

$$\nu_0 = mL \left. \frac{di}{dt} \right|_{t=0} = mL \frac{V}{aT} \quad \text{ó} \quad m = a \frac{\nu_0}{V^0} \quad (9)$$

La distancia a la cual ocurre la falla es luego proporcional a las cantidades de los valores instantáneos del voltaje de línea a un voltaje imagen representando la caída de voltaje en una longitud dada de la línea usada como referencia; esos valores instantáneos son tomados cuando la corriente de falla pasa por cero.

La precisión de este sistema de localización de falla no es afectado por el valor de la resistencia de falla ni por la presencia de una componente aperiódica D.C., en la corriente de falla.

En caso de una falla de línea a tierra, los voltajes de línea y de imagen son muestreados cuando la corriente de secuencia cero pasa a través de cero, tal que la medida de la distancia es independiente de la resistencia de falla.

2.5.2.2 TIPOS DE FALLAS.

Los voltajes y las corrientes utilizados difieren de acuerdo al tipo de falla. La Tabla 2.2 indica los voltajes y las corrientes que se le suministran al equipo de medición para varios tipos de falla.

La selección de las corrientes y voltajes de alimentación se determinan de la información de la selección de fase suministrada por el equipo de protec-

| FALLA | VOLTAJE DE FALLA | VOLTAJE DE REPLICA | CORRIENTE DE MUESTREO |
|----------------|------------------|---|-----------------------|
| AB o AB a G | $V_A - V_B$ | $ar(i_a - i_b) + aL \frac{d(i_a - i_b)}{dt}$ | $i_a - i_b$ |
| BC o BC a G | $V_B - V_C$ | $ar(i_b - i_c) + aL \frac{d(i_b - i_c)}{dt}$ | $i_b - i_c$ |
| CA o GA a G | $V_C - V_A$ | $ar(i_c - i_a) + aL \frac{d(i_c - i_a)}{dt}$ | $i_c - i_a$ |
| AG | V_A | $a(i_a + koi_r) + aL \frac{d(i_a + koi_r)}{dt}$ | i_r |
| BG | V_B | $a(i_b + koi_r) + aL \frac{d(i_b + koi_r)}{dt}$ | i_r |
| CG | V_C | $a(i_c + koi_r) + aL \frac{d(i_c + koi_r)}{dt}$ | i_r |

TABLA 2.2.

ción de distancia. La conmutación necesaria es llevada a cabo por los relevadores de láminas.

2.5.2.3 PRINCIPIO DEL DIVISOR NUMERICO.

Este principio se puede utilizar en la implantación. Sea U el voltaje instantáneo de la línea:

$$U = (mr + p)i + mL \frac{di}{dt}$$

y V es el voltaje instantáneo de referencia

$$V = ar + aL \frac{di}{dt}$$

(m es la distancia de la falla, a es la distancia de referencia).

La comparación de los valores instantáneos U y V en el instante del paso de la corriente a través de cero es igual a m/a .

U_0 y V_0 son almacenados en capacitores-conversores de frecuencia y luego son convertidos en dos trenes de pulsos. Esos dos trenes de pulsos (de frecuencia F_1 y F_2) son respectivamente proporcionales a U_0 y V_0 .

$$F_1 = KU_0$$

$$F_2 = KV_0$$

(10)

Los dos contadores numéricos son arrancados al mismo tiempo, para contar los pulsos generados por los dos convertidores voltaje-frecuencia.

Cuando el primer equipo ha registrado el número a de los pulsos F_2 , genera una instrucción, la cual se produce después de un tiempo $t = \frac{a}{KV_0}$

Esta instrucción para al segundo contador el cual registra el número de pulsos N de la frecuencia F , este número N es:

$$N = tF1 = \frac{a}{KV_0} \cdot KU'_0 = a \frac{U_0}{V_0}$$

como la comparación $\frac{U_0}{V_0}$ es igual a $\frac{m}{a}$, el número de pulsos N registrados en el segundo medidor es igual a m , la distancia de la falla.

2.5.2.4 REALIZACION DEL LOCALIZADOR DE FALLA POR EL METODO DE REACTANCIA VERDADERA.

Descripción del diagrama de bloques.

La Figura 2.6 muestra el diagrama de bloques del localizador de falla utilizando el método de "reactancia verdadera".

Las corrientes de línea fluyen sucesivamente en el bloque piloto I formado de derivadores y transformadores de voltajes y un bloque de imagen consistiendo de una impedancia imagen ajustable.

El bloque de conmutación de fase controlado por la información recibida del equipo de protección de distancia seleccionada, de acuerdo al tipo de la falla, las corrientes y voltajes para aplicar al divisor como lo establece la Tabla 2.2 los voltajes en los terminales C_1 y C_2 siguen, sin desplazamiento de fase, las variaciones de voltaje U y V hasta que el reloj que controla varias secuencias el cual está pilotado por pulsos que resultan del paso por cero de I , aíslan los capacitores abriendo

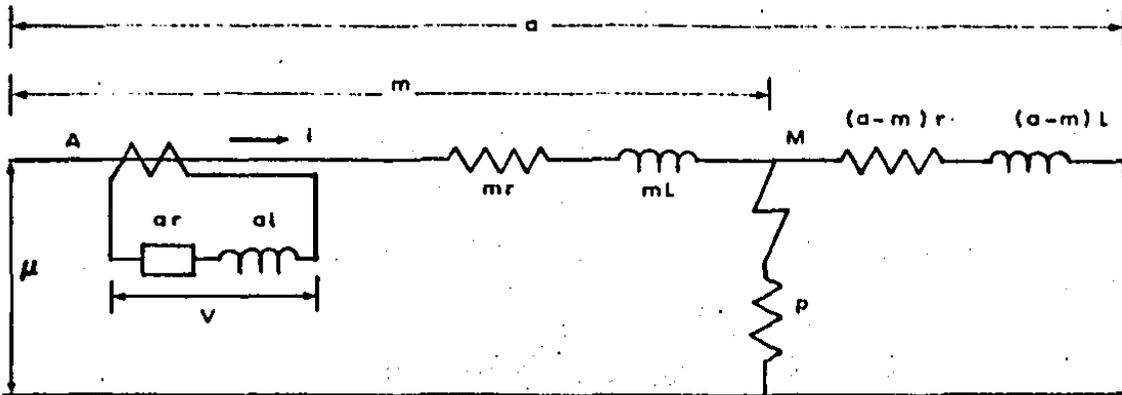


FIGURA 2.5

DIAGRAMA UNIFILAR DE UNA FALLA DE FASE A TIERRA

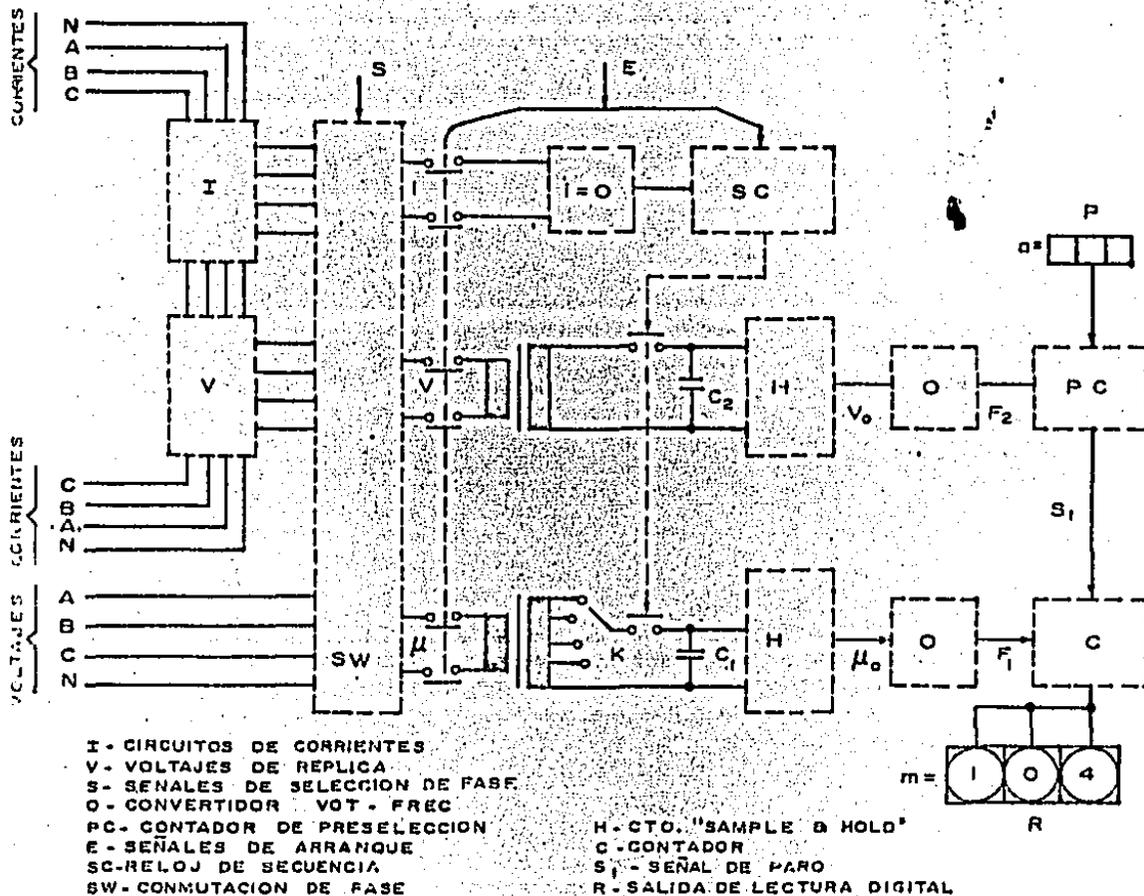


FIGURA 2.6

DIAGRAMA DE BLOQUES DEL LOCALIZADOR DE FALLAS POR EL METODO DE REACTANCIA VERDADERA

los contactos de los relevadores de lámina. El circuito de memoria tiene una alta resistencia de entrada. El voltaje en los terminales C_1 y C_2 no decae significativamente durante todo el tiempo tomando para procesar numéricamente U_0 y V_0 .

Los convertidores de voltaje-frecuencia generan trenes de pulsos de frecuencias F_1 y F_2 los cuales son almacenados en el aparato medidor como se discutió previamente.

2.5.3 METODO DE LAS COMPONENTES SIMETRICAS.

Con este método (ref.12) se puede detectar el tipo de falla y además se puede encontrar la distancia al punto de falla.

Este método se basa en el principio de las componentes simétricas el cual es especialmente ventajoso para su implantación en forma digital.

La característica más significativa de este localizador es que utiliza una sola ecuación para determinar la distancia a una falla de una línea de transmisión o distribución independientemente del tipo de falla, este es equivalente a utilizar una unidad de impedancia única la cual responde correctamente a todos los tipos de falla; por lo tanto este método no tiene la desventaja del uso de relevadores de conmutación, como los dos métodos anteriores. A continuación damos las

bases fundamentales para un localizador de falla con las componentes simétricas.

2.5.3.1 CONSIDERACIONES PRELIMINARES DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS.

Sabemos que:

$$\begin{aligned} E_0 &= 1/3 (E_a + E_b + E_c) \\ E_1 &= 1/3 (E_a + aE_b + a^2E_c) \\ E_2 &= 1/3 (E_a + a^2E_b + aE_c) \end{aligned} \quad (11)$$

donde E_0 , E_1 , E_2 son las componentes de secuencia cero, positiva y negativo de los voltajes E_a , E_b , E_c . Los multiplicadores a y a^2 son $a = e^{j2\pi/3}$ y $a^2 = e^{-j2\pi/3}$ respectivamente.

La ecuación (11) generalmente asume un estado estacionario y un fenómeno de frecuencia única. Generalmente la frecuencia fundamental está implícita por la representación fasorial usada.

Las formas de onda del voltaje y de la corriente durante el primer ciclo inmediatamente siguiente a la iniciación de una falla contiene una cantidad significativa de componentes transitorias en adición a las componentes de frecuencia fundamental. Es necesario eliminar esas componentes transitorias de las formas de onda de entrada tal que solo las componentes de frecuencia fundamental sean presentadas al localizador de falla.

Este filtrado debe ser llevado a cabo sin inducir retardo excesivo en el proceso total.

La utilidad de la teoría de las componentes simétricas resulta de la simplicidad que introduce en el cálculo de fallas de sistemas desbalanceados condicionándolos a otro sistema balanceado.

SISTEMA DE MUESTRA.

El sistema mostrado en la Figura 2.7 se utilizará para desarrollar la ecuación de operación del localizador de falla por el método de las componentes simétricas (ref.13).

Dos líneas de distribución están conectadas entre los buses P y Q. Con el sistema de potencia atrás del bus P por tres fuentes de fase thevenin E_6 (Z_{0G} , Z_{1G} , Z_{2G}).

Las impedancias de secuencia cero y positiva de las dos líneas de distribución son (Z_{01} , Z_{11}) y (Z_{02} , Z_{12}). La impedancia mutua de secuencia cero entre las dos líneas es Z_{0m} .

Asumiremos al localizador de falla en el terminal P de la línea número 1.

Consideremos la ocurrencia de una falla en B a través de las resistencias de fallas. El resultado de los voltajes y corrientes en la red son mostrados en la Figura 2.8.

Las ecuaciones son:

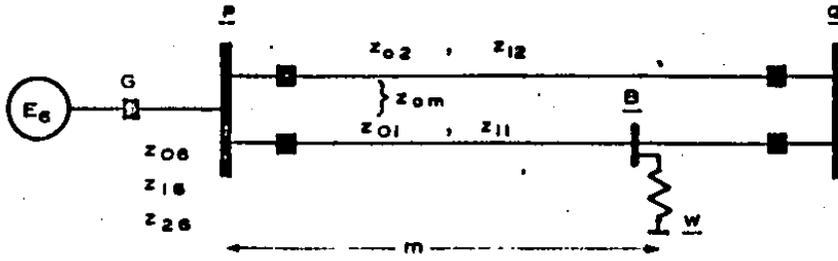


FIGURA 2.7

SISTEMA DE MUESTRA, DIAGRAMA UNIFILAR

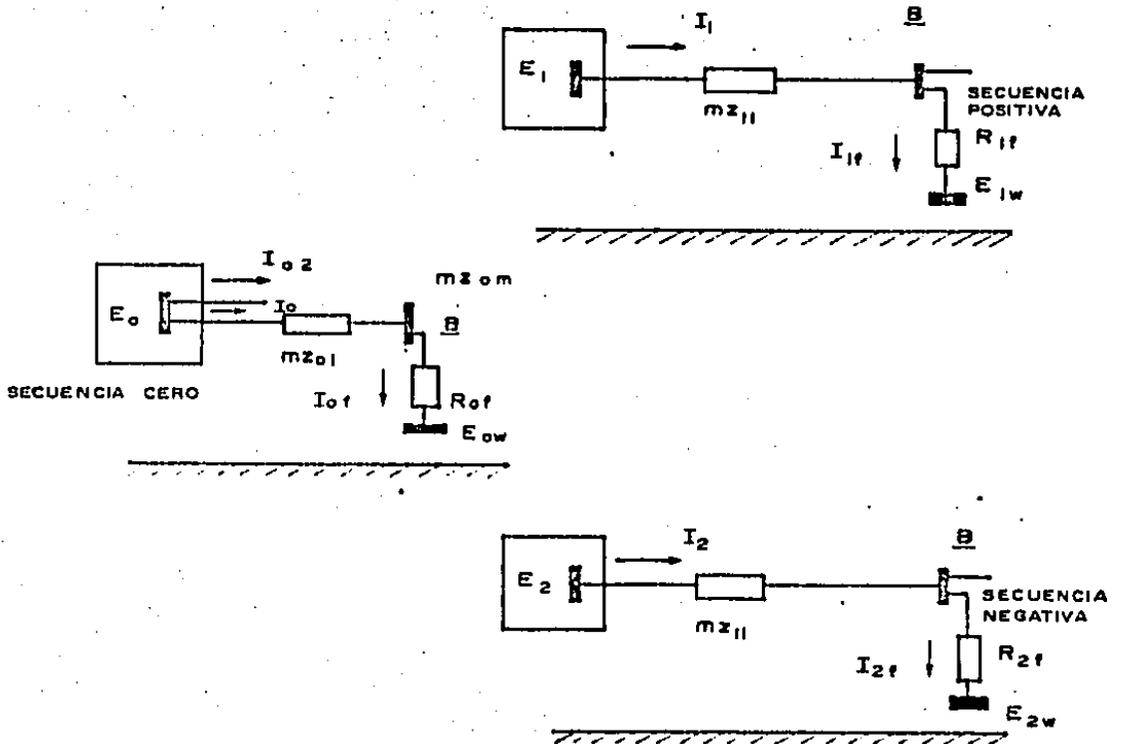


FIGURA 2.8

VOLTAJES Y CORRIENTES DURANTE LA FALLA EN B.

$$\begin{aligned}
 E_{0W} &= E_0 - mI_0 Z_{01} - mI_{02} Z_{0m} - R_{0F} I_{0F} \\
 E_{1W} &= E_1 - mI_1 Z_{11} - R_{1F} I_{1F} \\
 E_{2W} &= E_2 - mI_2 Z_{11} - R_{2F} I_{2F}
 \end{aligned} \tag{12}$$

donde I_{0F} , I_{1F} y I_{2F} son las componentes simétricas de las corrientes de falla.

Las corrientes de líneas cambian a causa de la falla, las cantidades:

$$\begin{aligned}
 \Delta I_0 &= I_0 - \bar{I}_0 = I_0 \\
 \Delta I_1 &= I_1 - \bar{I}_1 \\
 \Delta I_2 &= I_2 - \bar{I}_2 = I_2
 \end{aligned} \tag{13}$$

Los valores de pre-fallas de los voltajes y de las corrientes las designaremos con una barra en la parte superior de las variables, luego E_1 , \bar{I}_1 serán las únicas variables significativas para las condiciones balanceada de la pre-falla.

Usando ΔI 's en las ecuaciones (12):

$$\begin{aligned}
 E_{0W} &= E_0 - mI_0 Z_{01} - m\Delta I_{02} Z_{0m} - R_{0F} I_{0F} \\
 E_{1W} &= E_1 - m\Delta I_1 Z_{11} - m\bar{I}_1 Z_{11} - R_{1F} I_{1F} \\
 E_{2W} &= E_2 - m\Delta I_2 Z_{11} - R_{2F} I_{2F}
 \end{aligned} \tag{14}$$

Es conveniente definir las siguientes caídas de voltajes

$$\begin{aligned}
 \Delta E_0 &\equiv \Delta I_0 Z_{01} + \Delta I_{02} Z_{0m} \\
 \Delta E_1 &\equiv \Delta I_1 Z_{11} \\
 \Delta E_2 &\equiv \Delta I_2 Z_{11}
 \end{aligned} \tag{15}$$

y las relaciones:

$$\begin{aligned}
 K_0 &= \frac{E_0}{\Delta E_0} \\
 K_1 &= \frac{E_1}{\Delta E_1} \\
 K_2 &= \frac{E_2}{\Delta E_2} \\
 K_2 &= \frac{Z_{11} I}{\Delta E_1}
 \end{aligned}
 \tag{16}$$

La ecuación (14) se puede expresar ahora en términos de esas relaciones

$$\begin{aligned}
 E_{0W} &= \Delta E_0 (k_0 - m) - R_{0F} I_{0F} \\
 E_{1W} &= \Delta E_1 [k_1 - m(1+k_2)] - R_{1f} I_{1f} \\
 E_{2W} &= \Delta E_2 (k_2 - m) - R_{2f} I_{2f}
 \end{aligned}
 \tag{17}$$

Las primeras tres relaciones introducidas en la ecuación (16) son entre voltajes y caídas de voltajes de la misma secuencia y la última relación K_2 es entre corrientes de la misma secuencia. Por consiguiente, las k 's son invariantes bajo un cambio de referencia de las componentes simétricas.

Esta importante propiedad implica que cualquier expresión, la cual dependa sólo de las k 's, será independiente de la fase de referencia o lo que es lo mismo, será independiente de la fase involucrada en una falla balanceada o desbalanceada.

Ahora desarrollaremos las expresiones para la distancia a la falla m en términos de las relaciones anteriores para los diez diferentes tipos

de falla que pueden ocurrir en un sistema de potencia trifásico aterrizado a saber: tres fallas fase a fase, tres fallas fase a tierra, tres fallas de dos fases a tierra y una falla de tres fases (o trifásica).

1. FALLA DE TRES FASES O TRIFÁSICA.

La representación de las componentes simétricas para esta falla se muestra en la Figura 2.9. En este tipo de falla solamente el circuito de secuencia positiva es de importancia.

La falla impone las condiciones de borde $E_{1w}=0$ en el bus w . Substituyendo esto en la segunda ecuación.

De la ecuación (17) tenemos:

$$0 = \Delta E_1 [k_1 - m(1+k_2)] - R_{1f} I_{1f}$$

o denotando el término R_{1f} por ϵ_r

$$m = \frac{k_1}{1+k_2} + \epsilon_r \quad (18)$$

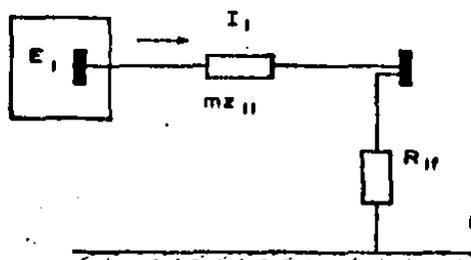
donde:

$$\epsilon_r = \frac{-R_{1f} I_{1f}}{\Delta E_1 (1+k_2)} \quad (19)$$

2. FALLA FASE A FASE.

La representación de las componentes simétricas para las tres fallas fase a fase se muestra en la Figura 2.10.

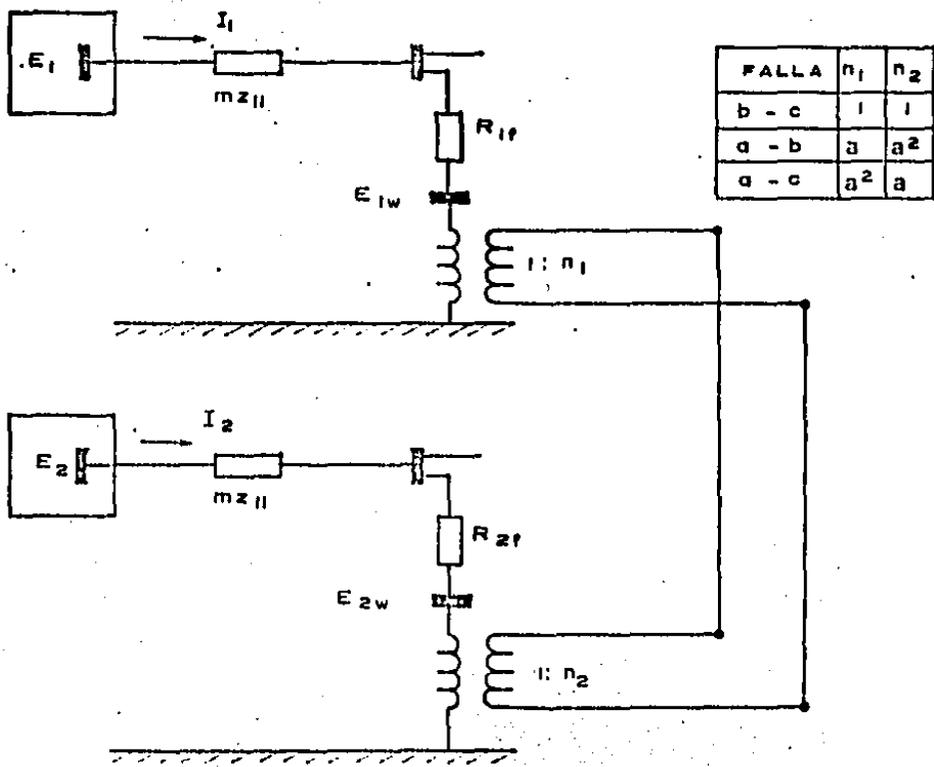
Las condiciones de borde impuestas por la falla



En un sistema de potencia con tres fallas...
 $E_{1w} = 0$

FIGURA 2.9

REPRESENTACION DE LAS COMPONENTES SIMETRICAS PARA UNA FALLA TRIFASICA



(18)

(19)

FIGURA 2.10

REPRESENTACION DE LAS COMPONENTES SIMETRICAS PARA LAS 3 FALLAS FASE A FASE

b-c son:

$$E_{1W} = E_{2W} \quad (20-a)$$

$$\Delta E_1 = -\Delta E_2$$

para la falla a-b:

$$aE_{1W} = a^2E_{2W} \quad (20-b)$$

$$a\Delta E_1 = -a^2\Delta E_2$$

y para la falla a-c:

$$a^2E_{1W} = aE_{2W} \quad (20-c)$$

$$a^2\Delta E_1 = -a\Delta E_2$$

Substituyendo esas condiciones de borde en la ecuación (17), la expresión para m quedaría:

$$m = \frac{k_1 + k_2}{2 + k_2} + \epsilon_r \quad (21)$$

dónde, para la falla b-c

$$\epsilon_r = \frac{R_{1f} I_{1f} - R_{2f} I_{2f}}{\Delta E_1 (2+k_2)} \quad (22-a)$$

para la falla a-b

$$\epsilon_r = \frac{R_{1f} I_{1f} - a R_{af} I_{2f}}{\Delta E_1 (2+k_2)} \quad (22-b)$$

y para la falla a-c

$$\epsilon_r = \frac{R_{1f} I_{1f} - a^2 R_{2f} I_{2f}}{\Delta E_1 (2+k_2)} \quad (22-c)$$

3. FALLA DE FASE A TIERRA.

La representación de las componentes simétricas para las tres fallas de fase a tierra se muestran en la Figura 2.11.

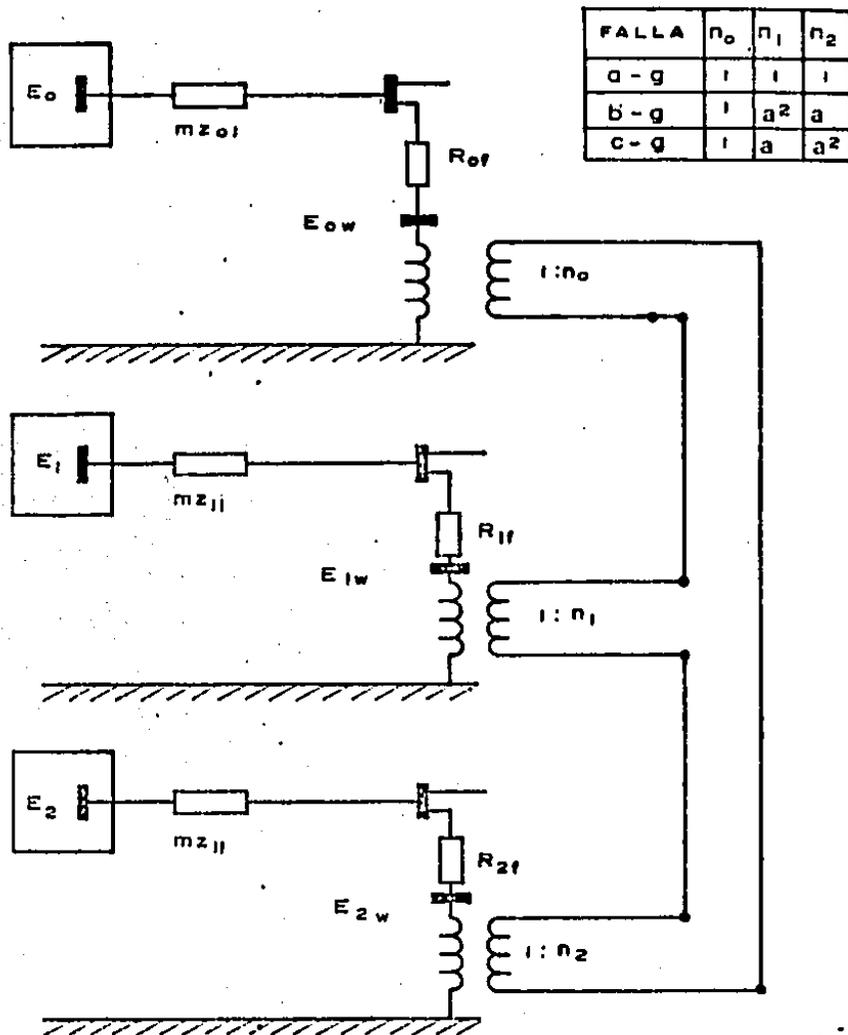


FIGURA 2.11

REPRESENTACION DE LAS COMPONENTES SIMETRICAS PARA
LAS TRES FALLAS DE FASE A TIERRA

Las condiciones de borde para la falla de fase a a tierra son:

$$E_{1W} + E_{2W} + E_{0W} = 0 \quad (23-a)$$

$$\Delta E_1 = \Delta E_2$$

Para la falla fase c a tierra:

$$aE_{1W} + a^2E_{2W} + E_{0W} = 0 \quad (23-b)$$

$$a\Delta E_1 = a^2 \Delta E_2$$

y para la falla fase b a tierra:

$$a^2E_{1W} + aE_{2W} + E_{0W} = 0 \quad (23-c)$$

$$a^2\Delta E_1 = a\Delta E_2$$

Usando estas condiciones de borde en la ecuación (17) llegamos a la siguiente expresión para m:

Para la falla a-g:

$$m = \frac{k_1 + k_2 + k_0 \cdot \frac{\Delta E_0}{\Delta E_1}}{2 + k_1 + \frac{\Delta E_0}{\Delta E_1}} + \epsilon_r \quad (24-a)$$

para la falla c-g:

$$m = \frac{k_1 + k_2 + k_0 \cdot \frac{\Delta E_0}{a\Delta E_1}}{2 + k_1 + \frac{\Delta E_0}{a\Delta E_1}} + \epsilon_r \quad (24-b)$$

y para la falla b-g:

$$m = \frac{k_1 + k_2 + k_0 \cdot \frac{\Delta E_0}{a^2\Delta E_1}}{2 + k_1 + \frac{\Delta E_0}{a^2\Delta E_1}} + \epsilon_r \quad (24-c)$$

reparando las relaciones $(\Delta E_0/\Delta E_1)$, $(\Delta E_0/a\Delta E_1)$ y $(\Delta E_0/a^2\Delta E_1)$ que aparecen en las ecuaciones (24) debería ser claro que la relación entre ΔE_0 y ΔE_1

en (24-a) es la misma que la relación entre ΔE_0 y $a^2 \Delta E_1$ en (24-c). Además los ángulos de fase de ΔI_0 y ΔI_1 , $a \Delta I_1$, $a^2 \Delta I_1$ en los tres casos son aproximadamente iguales. Por consiguiente, cada una de las relaciones es aproximadamente igual a:

$$k'_0 = \left| \frac{\Delta E_0}{\Delta E_1} \right| e^{j(\theta_{01} - \theta_{11})} \quad (25)$$

Donde θ_{01} y θ_{11} son los ángulos de fase de Z_{01} y Z_{11} respectivamente.

En todos los estudios realizados con los valores representativos de la impedancia del sistema, se ha encontrado que k'_0 definida en la ecuación (25) es un reemplazo válido para las tres relaciones en la ecuación (24). Usando k'_0 en las ecuaciones (24), la expresión para m llega a ser:

$$m = \frac{k_1 + k_2 + k_0 k'_0}{2 + k_2 + k'_0} + \epsilon_r \quad (26)$$

donde para la falla a-g

$$\epsilon_r = \frac{R_{1f} I_{1f} + R_{2f} I_{2f} + R_{0f} I_{0f}}{\Delta E_1 (2 + k_2 + k'_0)} \quad (27-a)$$

para la falla c-g

$$\epsilon_r = \frac{R_{1f} I_{1f} + a R_{2f} I_{2f} + a^2 R_{0f} I_{0f}}{\Delta E_1 (2 + k_2 + k'_0)} \quad (27-b)$$

y para la falla b-g

$$\epsilon_r = \frac{R_{1f} I_{1f} + a^2 R_{2f} I_{2f} + a R_{0f} I_{0f}}{\Delta E_1 (2 + k_2 + k'_0)} \quad (27-c)$$

Nótese que la razón $(\Delta E_0 / \Delta E_1)$ es un fasor con ángulo de fase de aproximadamente $0, -2\pi/3$ ó

$+2\pi/3$ dependiendo de si la falla es de fase a, fase b, o fase c. Esta razón es una herramienta valiosa para identificar la fase fallada en caso de una falla de fase a tierra.

4. FALLAS DE DOBLE FASE A TIERRA

La representación de las componentes simétricas para este tipo de falla se muestra en la Figura 2.12.

Las condiciones de borde para la falla b-c-g son:

$$E_{1W} = E_{2W} = E_{0W} \quad (28-a)$$

para la falla a-b-g

$$aE_{1W} = a^2E_{2W} = E_{0W} \quad (28-b)$$

y para la falla a-c-g

$$a^2E_{1W} = aE_{2W} = E_{0W} \quad (28-c)$$

Obsérvese que para la falla b-c-g, ΔI_1 está en fase aproximadamente opuesta a ΔI_2 y ΔI_0 . (Para las otras dos fallas existen relaciones similares entre las corrientes). Esto implica que para la falla b-c-g:

$$\frac{\Delta E_0}{\Delta E_1} = - \left| \frac{\Delta E_0}{\Delta E_1} \right| e^{j(\theta_{01} - \theta_{11})} \quad (29)$$

Usando la ecuación (29), las condiciones de borde (28) y las ecuaciones (17) la expresión para m llega a ser:

$$m = \frac{k_i + k_b k_0}{1 + k_b + k_g} + \epsilon_r \quad (30)$$

donde para la falla b-c-g

$$\epsilon_r = \frac{R_{0f} I_{0f} - R_{1f} I_{1f}}{\Delta E_1 (1 + k_b + k_g)} \quad (31-a)$$

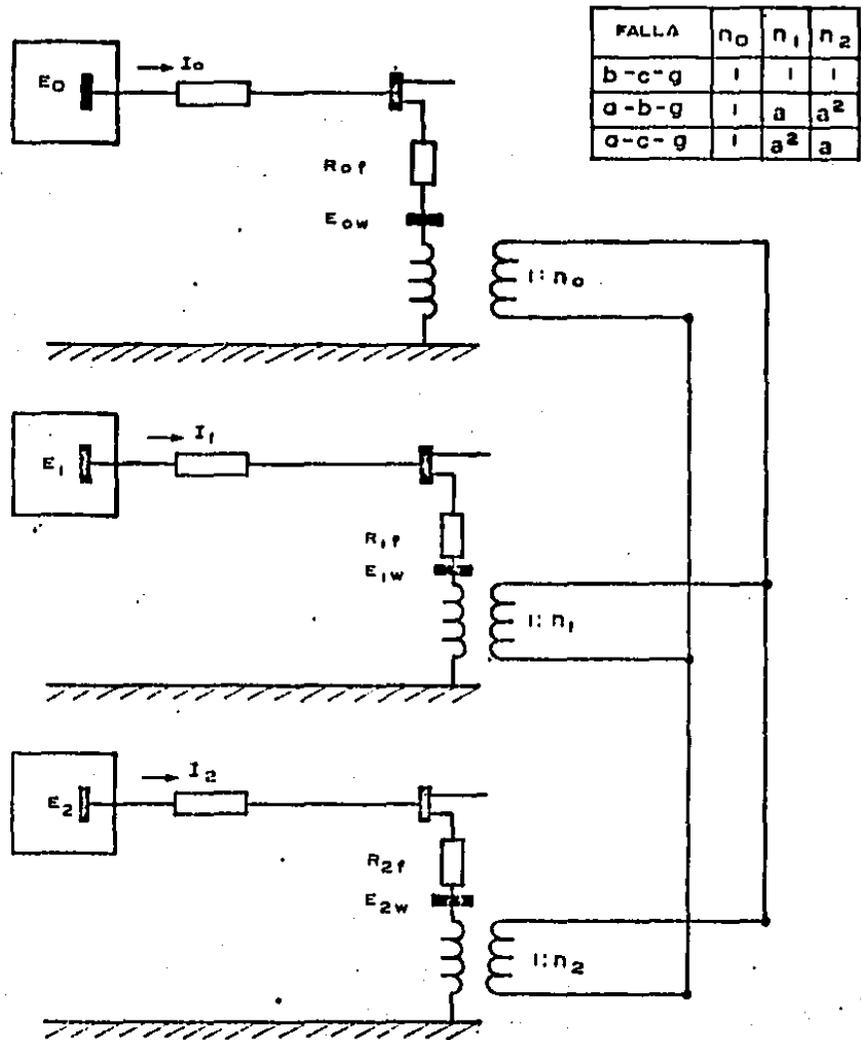


FIGURA 2.12

REPRESENTACION DE LAS COMPONENTES SIMETRICAS PARA LAS
TRES FALLAS DE DOBLE FASE A TIERRA

para la falla a-b-g

$$\epsilon_r = \frac{a^2 R_{of} I_{of} - R_{1f} I_{1f}}{\Delta E_1 (1 + k_0^1 + k_2^2)} \quad (31-b)$$

y para la falla a-c-g

$$\epsilon_r = \frac{a^2 R_{of} I_{of} - R_{1f} I_{1f}}{\Delta E_1 (1 + k_0^1 + k_2^2)} \quad (31-c)$$

2.5.3.2 . ECUACION PARA EL LOCALIZADOR DE FALLA.

Las expresiones para m , para todos los tipos de fallas, están dadas por las ecuaciones (18), (27), (26) y (50). Nótese que sólo una expresión se necesita para describir un tipo de falla. Las fases actuales implicadas en la falla carecen de importancia.

Una unificación de esas cuatro fórmulas es posible con la introducción de un nuevo parámetro k_2^1 definido como:

$$k_2^1 = \begin{cases} 1 & \text{si } |\Delta E_2| = |\Delta E_1| \\ 0 & \text{de otro modo} \end{cases} \quad (32)$$

Ahora, también modificaremos las definiciones de k_0 y k_2 tal que sean iguales a cero cuando ΔE_0 y ΔE_2 sean cero.

Y las ecuaciones (18), (21), (26) y (30) serán ahora equivalentes a una expresión simple

$$m = \frac{k_1 + k_2 k_2^1 + k_0 k_0^1}{1 + k_0^1 + k_2^1 + k_2^2} + \epsilon_r \quad (33)$$

La ecuación (33) es la ecuación de operación del localizador de falla utilizando el método de las componentes simétricas.

Para localizadores de falla de alta velocidad ϵ_r es muy pequeño y es despreciable en el cálculo de m .

2.5.3.3. TECNICAS DEL FILTRADO DE LAS COMPONENTES SINETRICAS DE LOS DATOS MUESTREADOS.

Asumiremos que una frecuencia de muestreo de 720 Hz es usada para muestrear la forma de onda de la corriente y del voltaje de línea. Esta frecuencia de muestreo tiene muchas ventajas desde el punto de vista computacional (ref.12).

2.5.3.4 ALGORITMO DE LA TRANSFORMADA DISCRETA DE FOURIER DE LAS COMPONENTES SINETRICAS.

Recordemos que las componentes simétricas de tres cantidades fasoriales X_a , X_b , X_c están dadas por (ref.15):

$$\begin{aligned} X_0 &= 1/3 (X_a + X_b + X_c) \\ X_1 &= 1/3 (X_a + aX_b + a^2X_c) \\ X_2 &= 1/3 (X_a + a^2X_b + aX_c) \end{aligned} \quad (34)$$

donde X_a , X_b , X_c representan fasores de voltajes corrientes, e implica que prevalecen las condiciones de estado estable. La función dependiendo del tiempo $X(t)$ de la cual X es una representación fasorial se asume como una senoidal de frecuencia fundamental pura. Los coeficientes a y a^2 son $(-0.5 + j 0.866)$ y $(-0.5 - j 0.866)$, respectivamente.

En general, las funciones $X(t)$ no son ondas senoidales puras durante las condiciones transitorias. Asumiendo que dicha $X(t)$ no senoidal es muestreada en $t=kt$, $k=0,1,2,\dots$; y X_k son las muestras correspondientes:

$$X_k = X(kt) \quad k = 0, 1, \dots$$

t es el intervalo de muestreo. La representación fasorial para la componente de frecuencia fundamental de $X(t)$ es una función de X_k

$$X = f(X_k) \quad k = 0, 1, \dots$$

Para una señal impura $X(t)$, X debe ser vista como la estimación óptima de la representación fasorial. Cuando la señal $X(t)$ está en una banda limitada adecuada y el conjunto de muestras X_k abarca un múltiplo de un medio del período de la frecuencia fundamental, la estimación óptima X es la transformada discreta de Fourier.

$$X = \frac{2}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X_k B_k \quad (35)$$

donde:

$$B_k = e^{-j \frac{2\pi T}{T_0} k}$$

T_0 es el período de la onda de la frecuencia fundamental. El factor 2 en la expresión para X viene de la combinación $X(1)$ y $X(-1)$ a la forma X en la manera usual. Fijaremos nuestra atención a una frecuencia de muestreo de 720 Hz la cual ha sido escogida debido a sus muchas ventajas en la presente aplicación.

La ecuación (35) para una ventana de datos de un

ciclo ($N=12$) llega a ser

$$X = 1/6 \sum_{k=0}^{11} x_k \cdot e^{-j \frac{k\pi}{6}} \quad (36)$$

y una expresión equivalente para una ventana de datos de medio-ciclo ($n=6$) llega a ser

$$X = 1/3 \sum_{k=0}^5 x_k \cdot e^{-j \frac{k\pi}{6}} \quad (37)$$

La Figura 2.13-a muestra una señal de onda senoidal pura muestreada en ($k=0, \dots, 5$). La correspondiente X , como se calculó con la ecuación (37), es mostrada por una línea sólida en la Figura 2.13-b.

2.5.3.5 RELACION RECURSIVA.

La forma de onda de la Figura 2.13-a es muestreada continuamente. Cuando se obtiene X_6 en $k=6$, la ventana de datos debe ser movida para abarcar el conjunto de muestras (X_1, \dots, X_6). La representación fasorial correspondiente X (nueva) para este conjunto de muestra también puede ser calculada con la ecuación (37)

$$X(\text{nueva}) = 1/3 \sum_{k=0}^5 x_{k+1} \cdot e^{-j \frac{k\pi}{6}}$$

Recordemos que la DFT (transformada discreta de Fourier) puede ser multiplicada por una constante sin afectar su contenido de información.

Definiendo $\left[X_6 \equiv e^{-j \frac{\pi}{6}} \cdot X(\text{nueva}) \right]$ como la representación fasorial del conjunto (X_1, \dots, X_6)

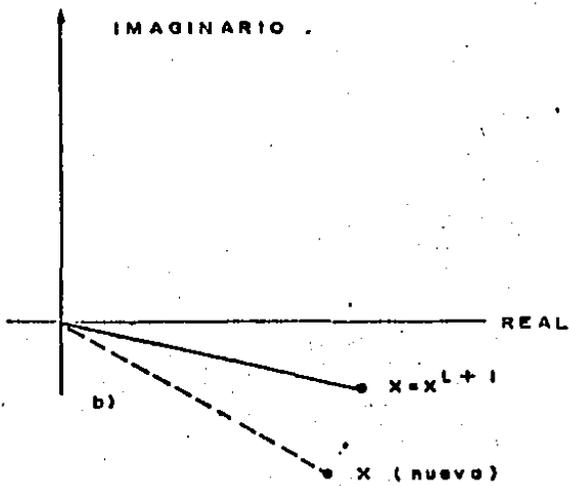
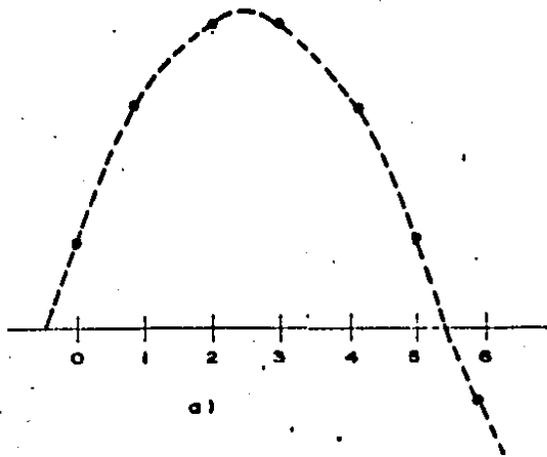


FIGURA 2.15

- A). UNA SEÑAL SENOIDAL PURA MUESTREADA DURANTE MEDIO CICLO
 B). REPRESENTACION FASORIAL

$$X^6 = e^{-j \frac{\pi}{6}} X(\text{nueva})$$

$$X^6 = 1/3 \sum_{k=0}^5 X_{k+1} \cdot e^{-j \frac{(k+1)\pi}{6}}$$

$$X^6 = X^5 + 1/3 e^{-j \frac{6\pi}{6}} [X_6 + X_0]$$

Donde X^5 es la representación fasorial dada por (37) correspondiente al conjunto de muestras (X_0, \dots, X_5) .

Definiendo

$$\Delta X_6 = X_6 + X_0$$

obtenemos la relación recursiva para el fasor X^6

$$X^6 = X^5 + 1/3 e^{-j \frac{6\pi}{6}} \cdot \Delta X_6$$

y en general, la estimación fasorial correspondiente a un conjunto de datos terminando con $X_{\ell+1}$ está dada en términos de la estimación fasorial correspondiente al conjunto de datos terminando con X_{ℓ} por la relación recursiva.

$$X^{\ell+1} = X^{\ell} + 1/3 e^{-j \frac{(\ell+1)\pi}{6}} \cdot \Delta X_{\ell+1} \quad (38)$$

donde

$$\Delta X_{\ell+1} = X_{\ell+1} + X_{\ell-5}$$

Es interesante notar la diferencia entre los fasores calculados por una aplicación directa de la ecuación (37) en todos los conjuntos de datos, y éstas calculadas con la relación recursiva (38). Usando la ecuación (37) en los conjuntos de muestras los cuales se desplazan a medida que cada nueva muestra de dato llega a ser disponible, produce un fasor el cual gira en el plano complejo

el ángulo del intervalo de muestreo. Esto es ilustrado por la línea punteada representándose X (nueva) en la Figura 2.13-b. El ángulo de fase entre X y X (nueva) es $(2\pi t/t_0)$. X^{k+1} obtenida de la relación recursiva (38) por el contrario es estacionaria en el plano complejo (coincide con X^k) si la frecuencia de muestreo es un múltiplo exacto de la frecuencia de la potencia.

Recuérdese que aunque la Figura 2.13 ilustra una onda senoidal pura, es de esperarse que la señal contenga componentes de ruido. El ruido debe ser de banda limitada a 360 Hz para satisfacer la condición de Nyquist asociada con la frecuencia de muestreo de 720 Hz. Para dicha señal ruidosa, X^{k+1} dada por la ecuación (38) es la estimación óptima para el fasor X .

Los números complejos a y a^2 apareciendo en la ecuación (34) son operadores de desplazamientos de fase. Para un conjunto de datos obtenidos con una frecuencia de muestreo de 720 Hz, si X está dado por la ecuación (37), aX y a^2X están dadas por

$$aX = e^{j\frac{2\pi}{3}} X = 1/3 \sum_{k=0}^5 X_k e^{-j\frac{\pi}{6}(k-4)} \quad (39)$$

$$a^2X = e^{-j\frac{2\pi}{3}} X = 1/3 \sum_{k=0}^5 X_k e^{-j\frac{\pi}{6}(k+4)} \quad (40)$$

denotando $1/9 e^{-j\frac{k\pi}{6}}$ por w_k y substituyendo las ecuaciones (37), (39) y (40) en la ecuación (34)

$$\begin{aligned}
 X_0 &= \sum_{k=0}^5 W_k (X_{ak} + X_{bk} + X_{ck}) \\
 X_1 &= \sum_{k=0}^5 (W_k X_{ak} + W_{k-4} X_{bk} + W_{k+4} X_{ck}) \\
 X_2 &= \sum_{k=0}^5 (W_k X_{ak} + W_{k+4} X_{bk} + W_{k-4} X_{ck})
 \end{aligned} \quad (41)$$

y las relaciones recursivas para las componentes simétricas son:

$$\begin{aligned}
 X_0^{\ell+1} &= X_0^{\ell} + W_{\ell+1} (\Delta X_{a,\ell+1} + \Delta X_{b,\ell+1} + \Delta X_{c,\ell+1}) \\
 X_1^{\ell+1} &= X_1^{\ell} + W_{\ell+1} \Delta X_{a,\ell+1} + W_{\ell-3} \Delta X_{b,\ell+1} + W_{\ell+5} \Delta X_{c,\ell+1} \\
 X_2^{\ell+1} &= X_2^{\ell} + W_{\ell+1} \Delta X_{a,\ell+1} + W_{\ell+5} \Delta X_{b,\ell+1} + W_{\ell+3} \Delta X_{c,\ell+1}
 \end{aligned} \quad (42)$$

2.5.3.6 PROGRAMA DE LAS TRANSFORMADA DISCRETA DE FOURIER DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS SCDFT.

El factor $1/9$ es reemplazado por $1/2$ en todas las W_k , con un convertidor A/D de 13 bits, el factor 4.5 el cual ahora multiplica las componentes simétricas, produce números que son aproximadamente de 16 bits sin pérdida de precisión.

Las partes reales e imaginarias de W_k son senos y cosenos de múltiplos de 30° . Entre éstos, $(\sqrt{3}/2)$ es el único coeficiente el cual no tiene representación binaria simple.

Si la multiplicación por hardware está disponible en el computador, esta multiplicación puede hacerse

a través del programa. Dependiendo del conjunto de instrucciones disponibles en el computador, esto requiere de gastos de procesamiento.

Se ha encontrado que el método más adecuado es producir dos salidas del convertidor A/D por cada señal de entrada, una proporcional a X_k y la otra proporcional a $(\sqrt{3}/2)X_k$. Atenuadores analógicos son utilizados en las señales de entrada para producir la segunda señal, por lo tanto no hay gasto del CPU asociado con las operaciones de multiplicación necesarias para la realización de la ecuación (42).

La Figura 2.14 es un diagrama de flujo del programa SCDF. El convertidor A/D transfiere el conjunto de muestras X_k y $(\sqrt{3}/2)X_k$ a los lugares de memoria correspondientes. Los X_k son cálculos de acuerdo a la ecuación (38).

Ninguna multiplicación es necesaria en esas subrutinas. La tarea principal de esas subrutinas es mantener los apuntadores de módulo-12 señalando los W_k correctos en cada uno de los tiempos de muestreo. ADELTA maneja la fase α (la fase de referencia) mientras BDELTA maneja todas las fases.

Cerca de 300 instrucciones de lenguaje de máquina son necesarias para ejecutar el programa SCDF en cada uno de los tiempos de muestreo.

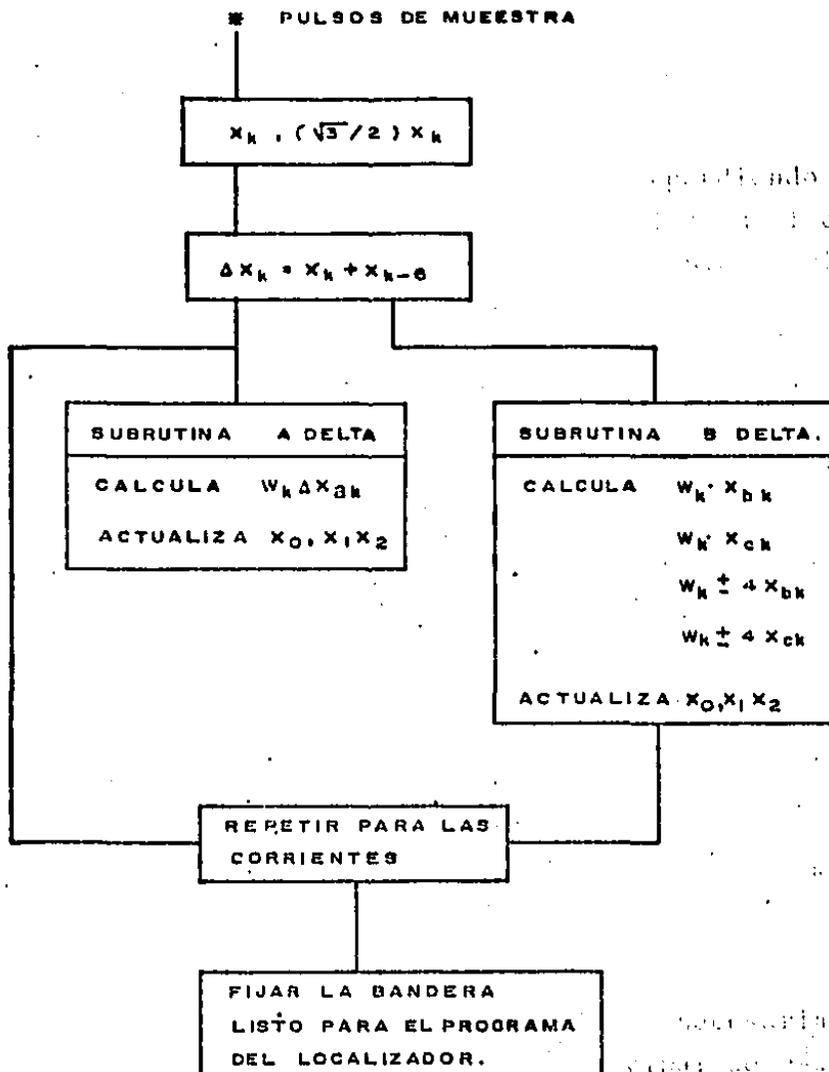


FIGURA 2.14.

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA SCDF

2.5.3.7 FUNCION MONITOR DE REGIMEN TRANSITORIO "t".

Cuando la ventana de datos del filtro DFT abarca el inicio de un transitorio, contiene dos conjuntos de muestras parciales pertenecientes a los estados del sistema pre y pos transitorio.

Es importante reconocer esta condición para que ninguna decisión del localizador pueda ser hecha durante este período.

Un período conveniente de llevar a cabo este control se hace a través del uso de una función monitor de régimen transitorio.

Consideremos un conjunto de muestras (X_k) el cual es obtenido de una señal la cual es predominante una onda senoidal pura en la frecuencia fundamental. Su representación fasorial está dada por la ecuación (37) para una ventana de seis datos de muestra.

Consideremos la aplicación de la DFT inversa a esta representación fasorial. La DFT inversa produce un conjunto de muestra X_k en comparación con la magnitud que la señal de entrada difiere de una onda senoidal para la frecuencia fundamental.

La DFT inversa (de nuevo recordando que X representa $2X(1)$, y la DFT inversa requiere también $X(-1)$) está dada por:

$$\tilde{X}_k = R_0 \left\{ X e^{j\frac{2k\pi}{6}} \right\} \quad (43)$$

substituyendo el valor de X de la ecuación (37)

$$\tilde{X}_k = 1/3 R_0 X \left(j\frac{2k\pi}{6} \right) \sum_{\ell=0}^5 X_{\ell} e^{-j\frac{2\ell\pi}{6}} \quad (44)$$

La ecuación (44) representa la aplicación de una transformación al vector $[X_0, \dots, X_5]^t$ para producir el vector $[\tilde{X}_0, \dots, \tilde{X}_5]$

$$[\tilde{X}] = [M] [X] \quad (45)$$

donde los enteros $m_{k\ell}$ de M están dados por $\rho(j\frac{2\pi}{6}(k-\ell))$ y k y ℓ pertenecientes al rango de 0 a 5.

La Figura 2.15 ilustra los conjuntos $\{X_k\}$ y $\{\tilde{X}_k\}$ para una señal de entrada con ruido. La señal de entrada está representada por la línea sólida y su conjunto de muestras está mostrado por los puntos sólidos. El cálculo de la DFT de $\{X_k\}$ produce la representación fasorial X , la cual representa la función punteada en la Figura 2.15. El conjunto de muestra de esta señal está representado por los puntos huecos en la Figura 2.15. La diferencia entre $[X]$ y $[\tilde{X}]$ es una medida de las componentes no senoidales de $X(t)$. Denotando esta diferencia por un vector residual $[r]$:

$$[r] = [\tilde{X} - X] = [M - I] [X] \quad (46)$$

La norma uno de $[r]$ es una conveniente función monitor de régimen transitorio "t"

$$t = ||r||_1 = \sum_{k=0}^5 |r_k| \quad (47)$$

Se puede mostrar de la ecuación (46) que los residuos r_k obedecen a una relación recursiva similar a la dada por la ecuación (38). Por consiguiente los r_k son calculados al mismo tiempo que la SCDFT utilizando un manejador de tabla idéntico y un sistema de manejo del apuntador. La función t se calcula para las tres corrientes de fase.

Este cálculo toma alrededor de 200 instrucciones de máquina.

Cuando la ventana de datos está situada completamente en el período pre o pos transitorio, las tres "funciones t " de corriente de fase tienen un valor pequeño. Cuando la ventana de datos contiene datos parciales de los dos estados del sistema, la "función t " asume un valor alto. Luego, siempre que una de las "funciones t " sea alta, se puede asumir que la estimación fasorial no es confiable. El programa del localizador es pasado por alto bajo esas condiciones. En numerosas pruebas de este algoritmo las "funciones" han resultado ser parámetros de control muy efectivos. La Figura 2.16 muestra los resultados de un cálculo en-líneas de la "función t " para la fase a durante una falla de fase a a tierra. Las muestras de los datos de la corriente están representados por una línea sólida, y la "función t ", por una línea punteada. Durante el medio ciclo cuando la "función t " es alta, el programa del localizador es pasado por alto.

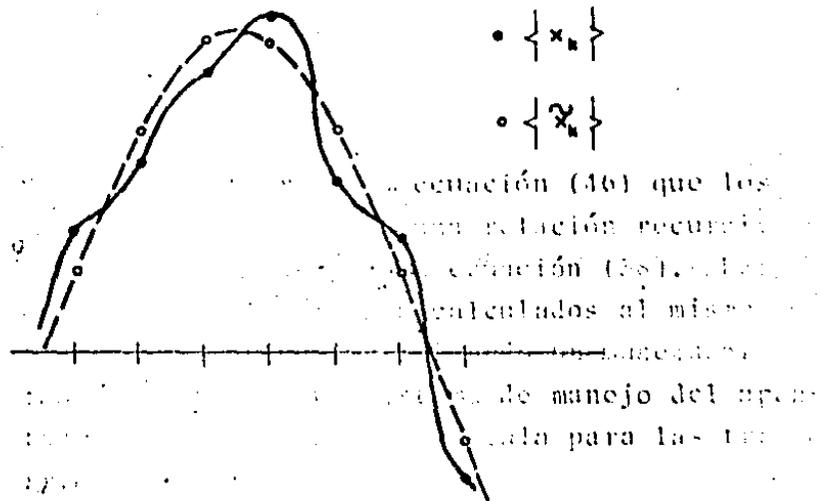


FIGURA 2.15

CONCEPTO DE LA FUNCION MONITOR DE REGIMEN TRANSITORIO

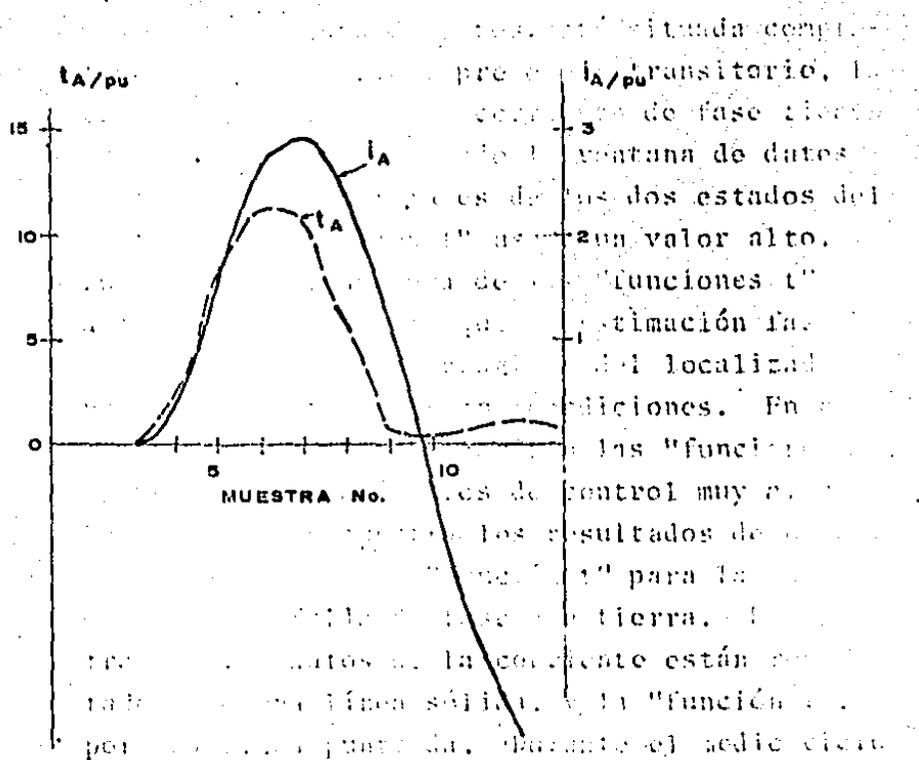


FIGURA 2.16

"FUNCION T" PARA LA CORRIENTE DE FASE A DURANTE UNA FALLA DE FASE A A TIERRA.

2.5.3.8 "RUTINA M" DE LA ECUACION DEL LOCALIZADOR DE FALLA.

Los detalles de la "rutina m" se dan en el diagrama de flujo de la Figura 2.17.

Deberíamos señalar que las señales de entrada al localizador son voltajes de fase y señales proporcionales a las caídas de voltaje producidas por las corrientes de secuencia cero y de fase a través de las impedancias de secuencia positiva y cero escaladas de la línea de distribución. Estas caídas de voltaje son producidas por circuitos amplificadores operacionales, y son funcionalmente equivalentes al uso de circuitos "mimic" en los localizadores convencionales. Aparte de proveer la graduación necesaria para las rutinas m, esta característica también ayuda a eliminar la mayor parte de los off-set que pudieran estar presentes en una corriente de falla.

Con referencia a la Figura 2.17, K_1 es calculada como $k_1 = \frac{E_1}{\Delta E_1}$, luego se compara la magnitud de ΔE_2 contra una tolerancia ϵ_1 . Si ΔE_2 es más pequeño que ϵ_1 en magnitud, se declara una falla trifásica y m se fija igual a k_1 . El valor de la tolerancia ϵ_1 es determinado por una consideración de falls de doble fase a tierra.

La magnitud de ΔE_0 es comparada contra una segunda tolerancia ϵ_2 . Si la magnitud de ΔE_0 es más pequeña que ϵ_2 , k_0 y k_b son fijadas iguales a cero y se calcula k_2 . Esta condición indica una

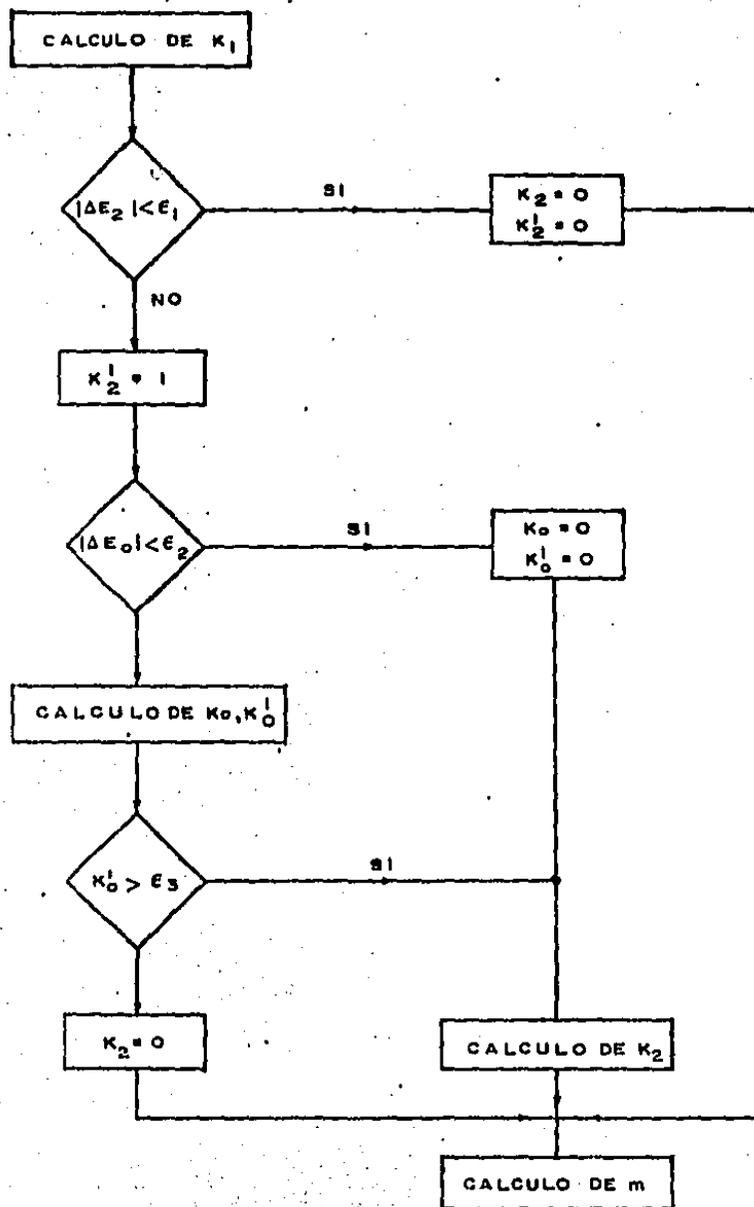


FIGURA 2.17
DIAGRAMA DE FLUJO DE LA RUTINA - M.

falla fase a fase.

Si la magnitud de ΔE_0 es mayor que ϵ_2 , se indica una falla a tierra y se calculan k_0 y K'_0 . Finalmente la magnitud de k'_0 es comparada con la tolerancia ϵ_3 , la cual determina si existe una falla de fase simple o doble fase a tierra. Para una falla de doble fase a tierra k'_2 se fija igual a cero. La "m" final es calculada de acuerdo a la fórmula (38)

$$m = \frac{k_1 + k_2 + k'_2 + k_0 k'_0}{1 + k'_2 + k_0 + k_2}, \text{ donde } k_2 = 0$$

Esta rutina requiere un mínimo de dos divisiones para una falla trifásica y un máximo de siete divisiones y una multiplicación para una falla de fase a tierra.

2.5.3.9. FIJACION DE LAS TOLERANCIAS ϵ_1, ϵ_2 Y ϵ_3 .

i). Fijación para ϵ_1 y ϵ_2 :

La tolerancia para ϵ_1 es fijada tal que para cualquier tipo de falla desbalanceada en el sistema, la caída del voltaje de secuencia negativa ΔE_2 sea mayor que $E_1 \Delta E_1$. La falla crítica para considerar es una falla de doble fase a tierra, puesto que para todas las otras fallas desbalanceadas, $|\Delta E_1| = |\Delta E_2|$. La caída de voltaje de secuencia negativa para la falla de doble fase a tierra depende de la relación (Z_0/Z_1) .

La Figura 2.18 muestra una curva de (I_2/I_1)

como una función de (Z_2/Z_1) , tomando la peor consideración posible del sistema, se puede determinar un valor satisfactorio para ϵ_1 .

En nuestro sistema $\epsilon_1=25\%$ se ha encontrado que es una fijación segura para todas las condiciones posibles del sistema.

La fijación de ϵ_2 ayuda a distinguir entre fallas a tierra y fallas no a tierra. Esta fijación también se determina considerando la variación $(|\Delta E_0|/|\Delta E_1|)$ como una función de Z_0/Z_1 para el sistema. La Figura 2.18 también muestra las variaciones de (I_0/I_1) para todos los valores posibles de (Z_0/Z_1) . En la consideración del peor caso, se puede determinar el valor de ϵ_2 .

En nuestro caso un valor del 50% ha sido encontrado ser una fijación confiable para ϵ_3 .

ii). Fijación para ϵ_3 :

Esta tolerancia provee una discriminación entre una falla de doble fase a tierra y una falla de una fase a tierra. Se puede mostrar que la relación de k'_0 para una falla de una fase a tierra a k'_0 para una falla de doble fase a tierra está dada por

$$\frac{k'_0 (\phi - g)}{k'_0 (\phi - \phi - g)} = \frac{Z_0}{Z_1} + 1 \quad (48)$$

Esta variación para todos los posibles valores de (Z_0/Z_1) se muestra también en la Figura 2.18.

2.5.3.10 REALIZACION DEL LOCALIZADOR DE FALLA DE ALTA VELOCIDAD POR EL METODO DE LAS COMPONENTES SIMETRICA BASADO EN UN MICROPROCESADOR.

El programa del localizador de fallas (ref.14) reside en la memoria programada del microprocesador plessey miproc-16, las señales analógicas son obtenidas de transformadores de corriente y voltaje asociadas con la línea de distribución. Esas señales son pasadas a través de circuitos supresores de sobreintensidades (sobretensiones) transitorias y filtros anti-aliasing teniendo una frecuencia de corte de 360 Hz (correspondiendo a la frecuencia de muestreo de 720 Hz usada por el convertidor A/D). Las señales de corriente son pasadas a través de impedancias réplicas de Z_1 y Z_0 de las líneas de distribución, esto facilita el cálculo de las constantes K_0 , K_1 , K_2 , K_0' , K_2' y K_2'' .

En adición, el uso de las impedancias de réplica ayudan a eliminar el off-set de D.C., decayendo exponencialmente, presente en la forma de onda de la corriente de falla. Los datos analógicos muestreados son almacenados en una memoria RAM del subsistema A/D, de donde son transferidos a la memoria de datos del computador. El dato muestreado es mantenido en un buffer doble (cada uno de 8 bit de longitud) siempre que se detecta

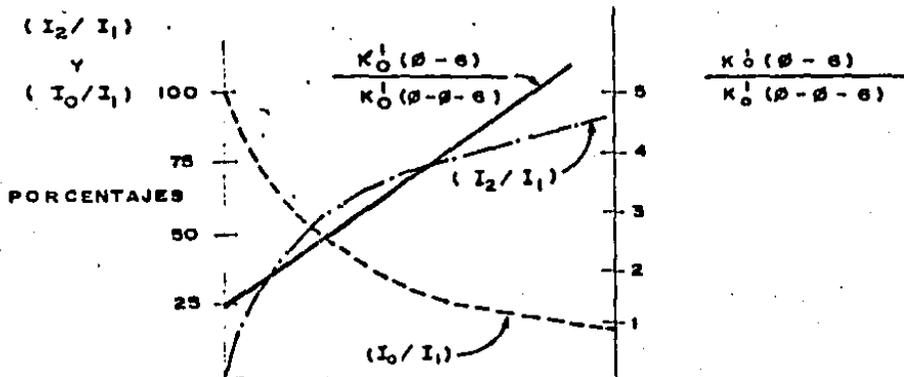


FIGURA 2.18

FIJACION PARA LAS TOLERANCIAS ϵ_1 , ϵ_2 Y ϵ_3 CONSIDERANDO EL PEOR CASO DE LA RELACION (Z_0/Z_1) , ϵ_3 SE HA FIJADO IGUAL A 2 PARA NUESTRO SISTEMA.

un transitorio o que se haya una solicitud de reserva. Este dato almacenado temporalmente es pasado a un computador de base de la subestación para almacenarlo y poder realizar más tarde la extracción selectiva. Los archivos de datos almacenados por el computador base pueden ser usados para crear registros oscilográficos y como una ayuda en la secuencia del análisis de los eventos.

El programa del localizador de falla en el Mi-proc-16 procesa los datos muestreados recursivamente en tiempo real. Las componentes simétricas (E_0, E_1, E_2) y (I_0Z_0, I_1, Z_1, I_2Z_1) son calculadas continuamente en cada tiempo de muestra. El algoritmo del localizador ha sido diseñado para el cálculo de seis muestras (ventana de medio ciclo), tal que una velocidad nominal del localizador de medio ciclo se obtiene para todos los tipos de falla. Para una falla produciéndose lentamente o para fallas de líneas largas las cuales producen grandes transitorios de alta frecuencia, la salida del localizador es automáticamente suprimida durante la parte inicial del transitorio. Esto es llevado a cabo a través de una "función monitor de régimen transitorio" la cual inhibe la operación del localizador hasta que un conjunto consistente de seis muestras de datos estén disponibles para el cálculo. En la mayoría de los casos la velocidad de operación del localizador es de $1/2$ ciclo, aunque ocasionalmente tiempos de operación del orden $3/4$ de ciclos son obtenidos a causa de la intervención de la "función monitor de régimen transitorio".

DIAGRAMA DE BLOQUE
A LA COMPUTADORA BASE.

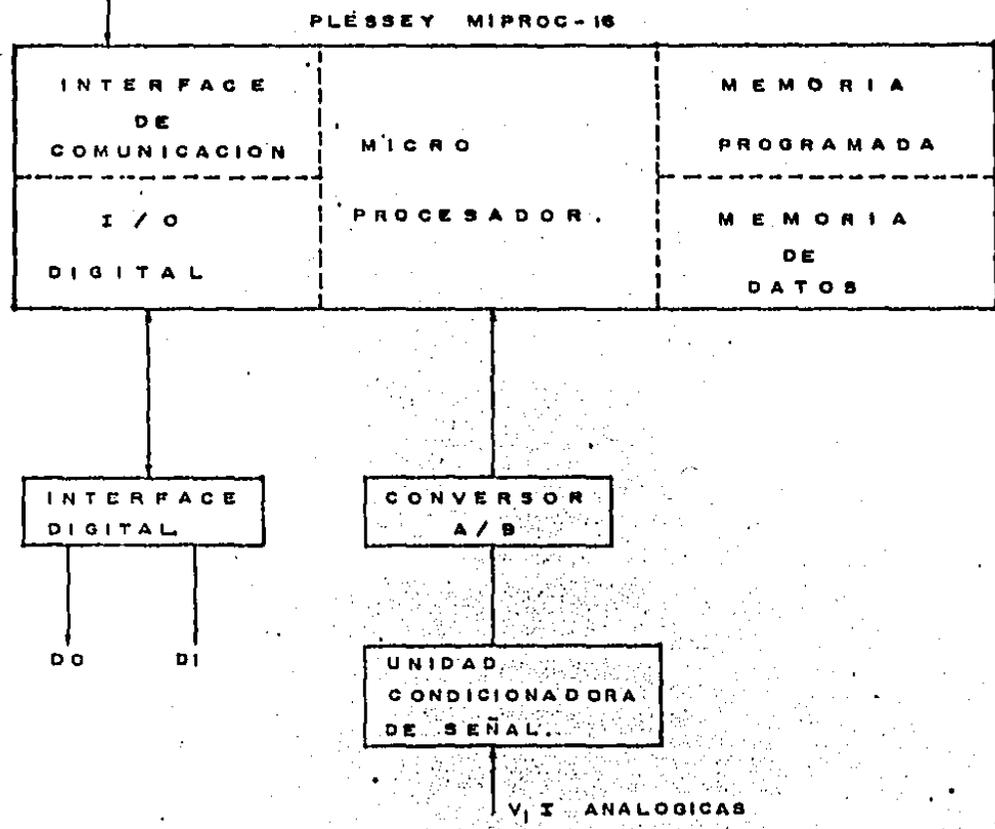


FIGURA 2.19

COMPONENTES HARDWARE DEL SISTEMA DEL LOCALIZADOR DE FALLAS POR EL METODO DE LAS COMPONENTES SINE-TRICAS.

El cálculo de la distancia es seguido por un programa lógico del localizador.

A este localizador es posible adicionarle fácilmente las siguientes características:

1. Protección de distancia de fase a tierra.
2. Distancia escalonada en tres zonas para la portadora y para el respaldo con retardo de tiempo.
3. Protección de falla del interruptor local.
4. Inicialización de recierre de alta velocidad.
5. Recierre automático con verificación de sincronismo.
6. Secuencia de registro de eventos.
7. Clasificación de falla.

2.5.4 METODO DE LOCALIZACION DE FALLAS POR MEDIO DE UN CONTROL SUPERVISORIO EN LAS LINEAS DE DISTRIBUCION.

Sabemos que el sistema de distribución de H.V., está diseñado para aislar la sección en la cual ocurre una falla sin la intervención humana o del computador. Sin embargo, a menos que los aparatos de protección de sobrecorrientes (A.P.S.) estén monitoreados por un sistema de control supervisorio es muy difícil determinar rápidamente que ha ocurrido una falla.

El control supervisorio (ref.16) provee el despacho del sistema con la posibilidad de operar re-

motamente los interruptores, restauradores y seccionadores para realizar la seccionalización de la falla y el restablecimiento del servicio desde el centro de control o desde un centro de área.

2.5.4.1 BENEFICIOS DEL METODO.

Al usuario:

1. Mayor seguridad y continuidad del servicio eléctrico.
2. Mayor rapidez en el restablecimiento del servicio eléctrico.

A la compañía de electricidad:

1. Decrementa las pérdidas de los ingresos debido a la duración de las salidas.
2. Reducción del número de errores de suicheo.

2.5.4.2 CONTROL AUTOMATICO DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCION.

Consideremos un sistema de control supervisorio existente en un sistema de distribución de H.V., al cual se le adicionan las remotas en los circuitos aéreos y en los circuitos subterráneos necesarios para monitorear el estado y controlar todos los A.P.s del sistema y su interfase correspondiente (ref.17).

Con este sistema se puede realizar las funciones requeridas para acondicionar automáticamente una

base de datos del sistema de distribución, analizar la información de telmetría para detectar, localizar y seccionalizar las fallas y restablecer el servicio en las secciones del circuito desenergizadas, siendo consistentes con la capacidad de carga de la línea y sujetos a los procedimientos de operación.

2.5.4.3 DETECCION Y LOCALIZACION DE FALLAS.

La detección de fallas es iniciada por el primer cambio de estado no autorizado de un A.P.S. de cerrado a abierto. El sistema de computación da una alarma por este evento y arranca un timer por el circuito afectado. Cuando el interruptor de la subestación ha tenido tiempo (140 seg) de completar su serie de disparos programados, puede comenzar el análisis de la localización de la falla. La autorización debe ser hecha por cuatro posibilidades:

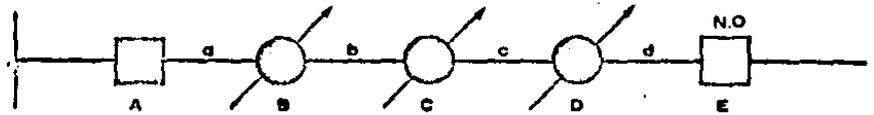
1. La falla es momentánea y es despejada exitosamente. Esta condición es registrada como una falla temporal y es detectada si todos los A.P.S. están en su estado cerrado después de los 140 segundos de retardo.
2. La falla es permanente y es despejada por el disparo correcto de un A.P.S. En esta situación la sección de la línea que contiene la falla permanente es identificada Figura 2.20-b y la información apropiada es almacenada para la función de seccionalización de la falla,

durante la cual las secciones de la línea desenergizadas hacia abajo de la sección fallada se les restaurará el servicio secuencialmente.

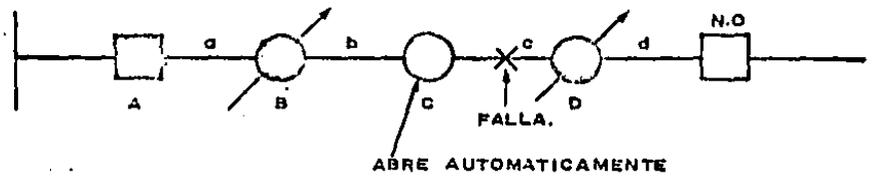
3. La falla es despejada por el disparo incorrecto de un A.P.S. tal que se alcanza un estado final ambiguo en el circuito. Puede que no sea claro en cual sección está la falla, pero es obvio que los A.P.S. no operan correctamente. En este caso todas las secciones desenergizadas son listadas como "posiblemente con falla". La secuencia automática de la función de restauración del circuito procura restablecer el servicio a esas secciones "posiblemente con fallas" hasta que la falla real es aislada.
4. La falla es despejada pero el A.P.S. opera incorrectamente tal que el disparo incorrecto no puede ser detectado. En esta situación el computador no puede detectar la función del restablecimiento del circuito.

La seccionalización de la falla, la cual toma lugar después de la función de la detección de la falla, abre todos los A.P.S. adyacentes a cualquier sección "definitivamente con falla" si cualquier A.P.S. no puede ser abierto exitosamente, el siguiente A.P.S. en la línea será abierto Figura 2.20-c.

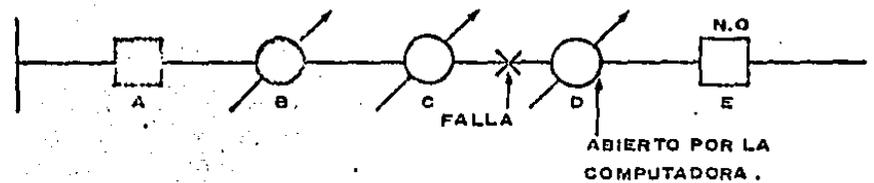
(A)
CONDICION
NORMAL



(B)
CONDICIONES
POSTERIORES
A LA FALLA



(C)
SECCIONALIZACION
AUTOMATICA



(D)
RESTAURACION
AUTOMATICA

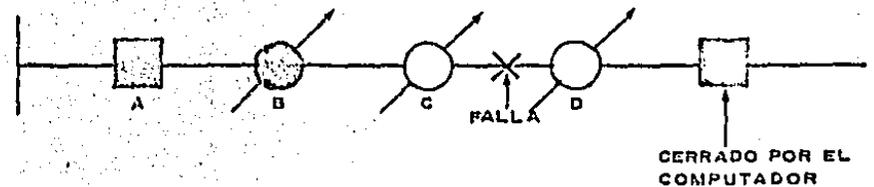


FIGURA 2.20

EL CONTROL SUPERVISORIO PROCESA LAS SEÑALES MONITOREADAS EN EL PASO (B) Y REALIZA LOS PASOS (C) Y (D).

RESTABLECIMIENTO DEL CIRCUITO

La función del restablecimiento del circuito, comienza reenergizando cualquier sección desenergizada que no pertenezca a las secciones "definitivamente con falla". El objetivo de esta función es restablecer la cantidad máxima de carga posible. Figura 2.20-d. Durante esta función ningún A.P.S. o sección serán sobrecargado. Preferencialmente se restablecerá una sección por la vía de su circuito normal.

C A P I T U L O 3

"EVALUACION DE ALTERNATIVAS"

3.1 INTRODUCCION

La exposición de las redes aéreas de distribución a las causas de fallas ajenas al sistema afectan la calidad del servicio, de tal manera que para mantener esta en los niveles exigidos, es necesario, además de evolucionar los diseños de las subestaciones y de los alimentadores, optimizar los métodos utilizados en la localización y seccionalización de las fallas permanentes para poder restablecer el servicio a las secciones sin falla en el menor tiempo posible.

En este Capítulo se presenta la evaluación de las cuatro alternativas propuestas en el Capítulo anterior para localizar las fallas en las redes de distribución. Se proponen nuevos métodos integrados a un sistema de Control Supervisorio con el fin de encontrar una relación óptima de los factores costo-beneficio, y en base a ésta se seleccionará el método a ser desarrollado en este trabajo de tesis.

3.2 EVALUACION DE ALTERNATIVAS

Como se había indicado en el Capítulo anterior, la utilización de un sistema de Control Supervisorio, el cual se encuentra monitoreando el estado de los aparatos de protección de sobre corriente que seccionalizan el circuito de distribución, es muy deseable para determinar la sección de línea en la cual ocurrió una falla y si se quisiera, además, determinar su distancia a un punto de referencia, se tendría que integrar a este siste-

ma, en la salida de cada alimentador, uno de los métodos de reactancia aparente, reactancia verdadera o de las componentes simétricas.

A continuación presentamos una evaluación de cada uno de estos métodos.

3.2.1 METODO DE LA REACTANCIA APARENTE

Con el método de la reactancia aparente se logra encontrar la distancia al punto de falla con una precisión de $\pm 4\%$ de error máximo, empleando un tiempo de medición de 10 ms.

Este método necesita que un relevador de protección le envíe una señal informándole sobre la presencia y el tipo de falla para poder seleccionar, por medio de relevadores de láminas las corrientes y los voltajes involucrados en el cálculo de la distancia a la falla, especificados en la Tabla 2.1, su confiabilidad es bastante buena pero depende de la confiabilidad del relevador de protección asociado. Su costo es de aproximadamente US\$1,200.00.

3.2.2 METODO DE REACTANCIA VERDADERA

Con este método se encuentra la distancia al punto de la falla con una precisión de $\pm 3\%$ de error máximo, la cual es independiente de la resistencia de falla y de la presencia de transitorios aperiódicos; el tiempo de medición es de 20 m seg. Este método necesita también de un

relevador de protección asociado para seleccionar, por medio de los relevadores de lámina, las corrientes y los voltajes especificados en la Tabla 2.2, su confiabilidad aunque mejor que la del método de reactancia aparente depende del relevador de protección asociado. Su costo es relativamente bajo, aproximadamente igual al costo del método anterior (US\$1,200.00).

3.2.3 METODO DE LAS COMPONENTES SIMETRICAS

Su precisión es muy buena $\pm 3\%$ de error máximo; el tiempo de medición es de 5 ms.

Este método no necesita de un relevador de protección asociado para poder iniciar su operación, puesto que además de detectar la distancia a la cual ocurrió la falla, se puede detectar el tipo de la misma. Dicho método utiliza una sola ecuación para determinar la distancia a la falla, independientemente del tipo de falla, y por lo tanto no tiene la desventaja de los relevadores de láminas para seleccionar las corrientes y los voltajes involucrados en la falla, utilizados por los métodos anteriores.

Además, por el uso de microprocesador aventaja aún más a los métodos anteriores de lógica cableada en los siguientes aspectos:

1. Tiene la capacidad de efectuar autodiagnósticos y verificar de esta manera su funcionamiento.

2. Tiene mayor flexibilidad y versatilidad.
3. Tiene la capacidad de compartir las entradas de voltajes y corrientes entre varios sistemas de microcomputadoras para incrementar el nivel de redundancia.
4. En el caso de ser adicionados a un control supervisorio para distribución, además de localizar fallas pudieran ser coordinados en un sistema de protección jerárquico y ser modificadas algunas de sus características operacionales automáticamente, en lo que se pudiera llamar modo de protección adaptivo.

Su confiabilidad es muy buena y su costo es aproximadamente de US\$3,800.00, tres veces mayor que el costo de los métodos anteriores por la alta velocidad con que se tienen que procesar los datos pero se debe tener presente que el costo de los sistemas de protección se han doblado en los últimos diez años, mientras que el costo de las memorias y de los microprocesadores han disminuido su costo por un factor de diez (ref.18). Esta tendencia ciertamente continuará y hará que los sistemas de protección y de localización de fallas se basen en microprocesadores.

3.2.4 METODO DE LOCALIZACION DE FALLA POR MEDIO DE UN CONTROL SUPERVISORIO

Basados en la evaluación de los métodos de: impe-

dancia aparente, impedancia verdadera y componentes simétricas, realizadas anteriormente, concluimos que una solución bastante deseable para determinar la sección de línea con falla y además la distancia de esta falla a un punto de referencia de dicha sección, sería utilizar el método de las componentes simétricas integrado a un sistema de control supervisorio, para lo cual se necesitaría instalar un localizador de fallas a la salida de cada alimentador, además de monitorear los estados de los aparatos de protección de sobrecorriente y enviar esta información a la terminal remota de la subestación, donde se procesaría dicha información.

Esta solución implicaría procesamiento de muchísima información a una velocidad muy alta, lo cual elevaría su costo considerablemente, haciendo poco práctico su aplicación a los niveles de distribución de energía eléctrica, tomando como referencia que la longitud promedio de los alimentadores aéreos o subterráneos urbanos existentes en la ciudad de México, atendidos por la C.L.F.C. (los cuales consideramos que debieran ser los primeros en automatizar en México), es de 16 km (ref.19), los cuales se encuentran seccionados por medio de los A.P.S. en un promedio de 6 a 7 tramos más pequeños. Es importante señalar que ésta solución presenta una relación costo-beneficio óptima cuando se aplica en los niveles de transmisión.

Para encontrar una solución mediadora de los

factores costo-beneficio en los niveles de distribución, examinemos primero los problemas que se presentan en la localización de fallas utilizando el método de monitorear el estado de los aparatos de protección de sobrecorrientes por medio de un sistema de control supervisorio, discutido en la sección 2.5.4.3 y en donde únicamente se determinará la sección en la cual ocurrió la falla; y en base a los resultados que se obtengan se propondrán métodos que solucionen los problemas presentados sin elevar demasiado el costo de su desarrollo.

Los problemas presentados en la localización de falla utilizando el método de monitorear únicamente el estado de los interruptores, restauradores y seccionalizadores por medio de un sistema de control supervisorio son:

En los casos en los cuales una falla momentánea es despejada por la operación de un interruptor o restaurador o una falla permanente es despejada por el disparo correcto de un aparato de protección de sobrecorriente, no es posible determinar cual de estos aparatos detectaron sobrecorriente, lo cual es una información de interés para el operador.

En los casos en los cuales la falla es permanente y es despejada por el disparo de un aparato de protección de sobrecorriente que opera incorrectamente, no es posible determinar la sección de la línea en la cual ocurrió la falla, como

tampoco se puede determinar cuales aparatos detectaron sobrecorriente y/o tiene mala indicación y/o operaron incorrectamente.

3.3 NUEVAS ALTERNATIVAS INTEGRADAS A UN SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO.

Una solución a los problemas descritos anteriormente sería integrar a las microterminales remotas que monitorean el estado de los aparatos de protección de sobrecorriente, un dispositivo, basado en un microprocesador que pueda detectar la falla y la magnitud de la corriente de falla de estado estacionario (ref.20), con lo cual se presentarían las siguientes alternativas en cuanto a la información que deberían enviar las microterminales remotas a sus respectivas terminales remotas.

Las microterminales remotas enviarían la siguiente información: a). el estado de los aparatos de protección de sobrecorriente, b). una señal que indique la detección de sobrecorriente, c). una señal que indique la detección de no corriente, y opcionalmente, enviarían la magnitud de la corriente de falla.

Para profundizar más acerca de la solución propuesta presentamos detalles del algoritmo que implementa un novedoso procedimiento para resolver el problema de obtener un método rápido de identificación de una falla y la magnitud de la corriente de falla de estado estacionario.

EL ALGORITMO.

Para suministrar los datos que serán usados en el algo-

ritmo, el lado secundario del transformador de corriente (TC) convencional será muestreado un número fijo de veces por ciclo. Posteriormente, la información es convertida de una forma analógica a digital.

El algoritmo causará que el microprocesador tome la información de los convertidores A/D.

El diagrama de flujo de la Figura 3.1, muestra las tres rutinas que existen para la protección de una fase: una condición de no falla, una condición de disparo retardado y una condición de disparo instantáneo.

CONDICION DE NO FALLA

En las condiciones de operación normal del sistema de distribución, el algoritmo permanece en esta rutina. Se puede ver el diagrama de flujo que la rutina de "no falla", es la trayectoria más corta de la operación. En esta rutina de "no falla" las muestras de los datos son continuamente almacenadas para proveer la información de la prefalla.

Para determinar si ha ocurrido una falla o nó, se usa el procedimiento del "adaptador a la curva senoidal". La ecuación particular que ha sido usada en los cálculos de la impedancia en las fallas de las líneas de transmisión (ref.21), y que define el cuadrado de la corriente pico como:

$$I_{Pk}^2 = \frac{I_{n-1} - I_n \cdot I_{n-2}}{\text{sen}^2(\Delta)}$$

se deriva en el apéndice C.

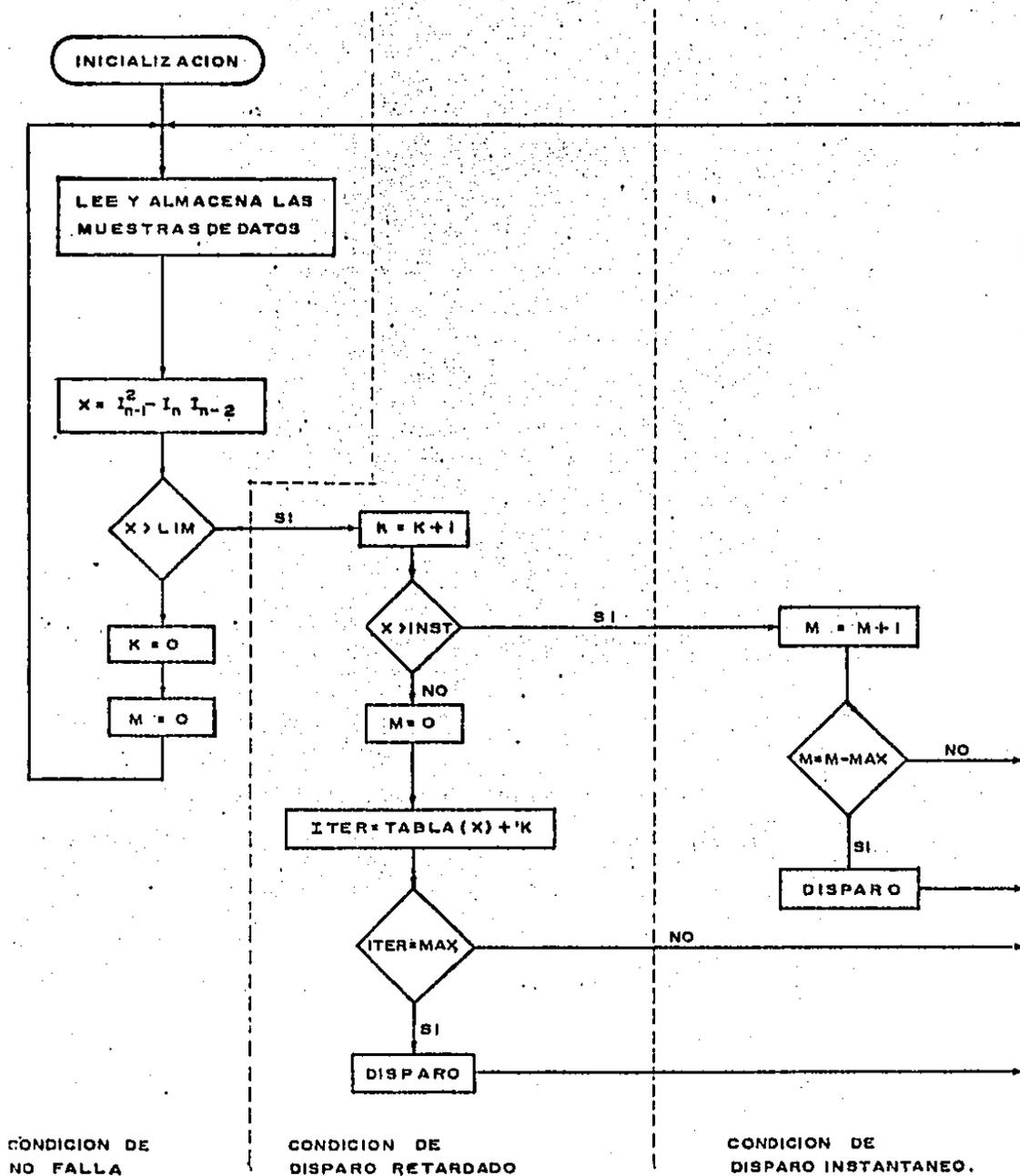


FIGURA 3.1

ALGORITMO DE RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE

En esta ecuación I_n es la última muestra de la corriente y Δ es el ángulo en radianes entre las muestras. Puesto que Δ es constante, en nuestro caso, sólo necesitamos calcular el numerador $X = I_{n-1}^2 - I_n I_{n-2}$ para obtener un número directamente relacionado a la corriente pico. El valor denotado por "LIM" es el límite correspondiente al valor pico que puede ser fijado por un comando de una terminal remota.

CONDICION DE DISPARO RETARDADO

Cuando ocurre una falla el algoritmo pasa a la rutina de la condición de "disparo retardado" e incrementa el contador "K" el cual mantiene el orden de las muestras que han sido tomadas desde que la falla fue reconocida. El valor "X" calculado de la muestra presente y las dos muestras anteriores, se compara con la constante "INST" para determinar si se necesita o no un disparo instantáneo.

Si no se necesita, se limpia el contador "M" y se busca en una tabla existente en la memoria el valor "Tabla (x)", dicha tabla representa la curva característica tiempo-corriente de relevador. El valor "Tabla (x)", representa una inicialización del tiempo de un disparo retardado para una magnitud de corriente determinada.

Cuando se le adiciona este valor al contador de tiempo transcurrido "K", se obtiene una constante iterativa "ITER", la cual se aproxima al tiempo "MAX", necesario para enviar la señal de disparo al interruptor y/o a la terminal remota. Note que cada una de las muestras provee una aproximación de la corriente de falla, y como

sabemos que una falla típica se establece después de unos pocos ciclos, los cálculos llegarán a ser más precisos. Este es un balance entre velocidad y precisión concedido por el hecho de que un relevador de sobrecorriente espera algunos ciclos para disparar un interruptor debido a la coordinación con los otros aparatos de protección de sobrecorriente.

CONDICION DE DISPARO INSTANTANEO

Si el valor de la corriente de falla calculado por el procedimiento del "adaptador a la curva senoidal", es mayor que una constante prefijada, el algoritmo escogerá la trayectoria de la "condición de disparo instantáneo". En esta trayectoria el contador "M", se incrementa hasta alcanzar un cierto número, M-MAX, el cual representa un corto periodo de espera para filtrar los picos transitorios que el sistema puede tolerar.

Considerando una frecuencia de muestreo de quince muestras por ciclo y un "M-MAX" de cuatro, el disparo instantáneo enviará una señal para el interruptor y/o para la terminal remota, en 1 de ciclo, mucho menor que un relevador electromecánico que generalmente excede de un ciclo.

3.4 EVALUACION DE LAS NUEVAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS, INTEGRADAS A UN SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO.

En el caso en el cual la microterminal remota envía a la terminal remota la señal indicando el estado del aparato de protección de sobrecorriente y la señal que indica que éste debe disparar de acuerdo a la magnitud

de la corriente de falla se le da solución al problema que se presenta frecuentemente debido a la falta de calibración de estos aparatos de protección de sobrecorriente (los de tipo hidráulicos, se les baja su característica tiempo-corriente a medida que la temperatura baja 25° C), puesto que con este método se puede verificar el funcionamiento de estos aparatos en la terminal remota, y además se elimina el problema presentado en la localización de las fallas causado por la falta de coordinación de las protecciones, lo cual demora considerablemente dicha localización; con el envío de la señal de detección de no-corriente es posible determinar los aparatos de protección de sobrecorriente que tengan mala indicación.

3.5 SELECCION DEL METODO DE LOCALIZACION DE FALLA EN LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION.

Como señalamos anteriormente, el método de las componentes simétricas integrado a un sistema de control supervisorio, presenta una relación costo-beneficio óptimo cuando se aplica en los niveles de transmisión, no así en los niveles de distribución; y el método de monitorear únicamente el estado de los aparatos de protección de sobrecorriente por medio de un sistema de control supervisorio presenta serios problemas para determinar la sección de la línea con falla, cuando existe falta de coordinación en sus protecciones.

De tal manera que el método seleccionado para realizar la localización de falla en los alimentadores de distribución es el de utilizar un sistema de control supervisorio en el cual las microterminales remotas envien

a las terminales remotas información sobre: el estado del A.P.S., la detección de sobrecorriente, y la detección de no-corriente, puesto que con este método se logra determinar además de las secciones de línea con falla, los A.P.S., que detectaron sobrecorriente, los que operaron incorrectamente y/o tienen mala indicación, presentando de este modo una relación costo-beneficio óptima en los niveles de distribución.

CAPITULO 4

"SOLUCION GENERAL"

4.1 INTRODUCCION.

En este Capítulo se presenta inicialmente la filosofía de diseño del método seleccionado en el Capítulo anterior, el cual se basa en el concepto avanzado de organizar la capacidad de procesamiento distribuido de un sistema jerárquico de control supervisorio con el propósito de localizar las fallas en los alimentadores de las redes de distribución. Posteriormente se presenta el planteamiento de la solución general teniendo presente que la localización de fallas es solamente una de las funciones del sistema jerárquico de control supervisorio para distribución cuyos objetivos principales son: 1. Operar la red eléctrica en forma confiable y segura, 2. Mantener la continuidad del servicio, 3. Optimizar la eficiencia del sistema, y 4. Almacenamiento y proceso de información histórica.

Seguidamente se presentan las especificaciones funcionales de cada uno de los componentes básicos que conforman el subsistema de localización de fallas y por último los métodos y medios de comunicación.

4.2 FILOSOFIA DE DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL.

SUPERVISORIO CON MICROPROCESADORES DISTRIBUIDOS PARA LOCALIZAR FALLAS EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA.

En el Capítulo anterior se seleccionó, de acuerdo a la

evaluación costo-beneficio, el método que utiliza un sistema de control supervisorio con microterminales remotas distribuidas a través de los circuitos alimentadores de distribución con el fin de monitorear el estado de los A.P.S. y generar una señal que indique que dicho aparato debe disparar si la magnitud de la corriente de falla, que circula a través de él, sobrepasa ciertos valores pre-establecidos durante un tiempo determinado.

En esta sección se describe la filosofía de diseño para dicho sistema de control supervisorio, para lo cual nos basaremos en el sistema de distribución de la zona Tecamachalco de la División Centro Oriente de CFE, mostrado en la Figura 4.1.

4.2.1 SISTEMA DE PROCESAMIENTO DISTRIBUIDO DE TRES NIVELES.

La Figura 4.2 ilustra una configuración conceptual de Hardware para un sistema de automatización de distribución con una estructura jerárquica de tres niveles (ref.22). En dicha figura las flechas indican jerarquía de control y de comunicaciones hacia arriba (hacia la fuente), si todos los niveles están funcionando adecuadamente. El sistema de comunicaciones es un medio que permite transferencia de datos en ambos sentidos.

Consideramos ahora cada uno de los niveles de procesamiento:

4.2.1.1 MAESTRA DE ZONA DE SUBESTACIONES(M.Z.S.)

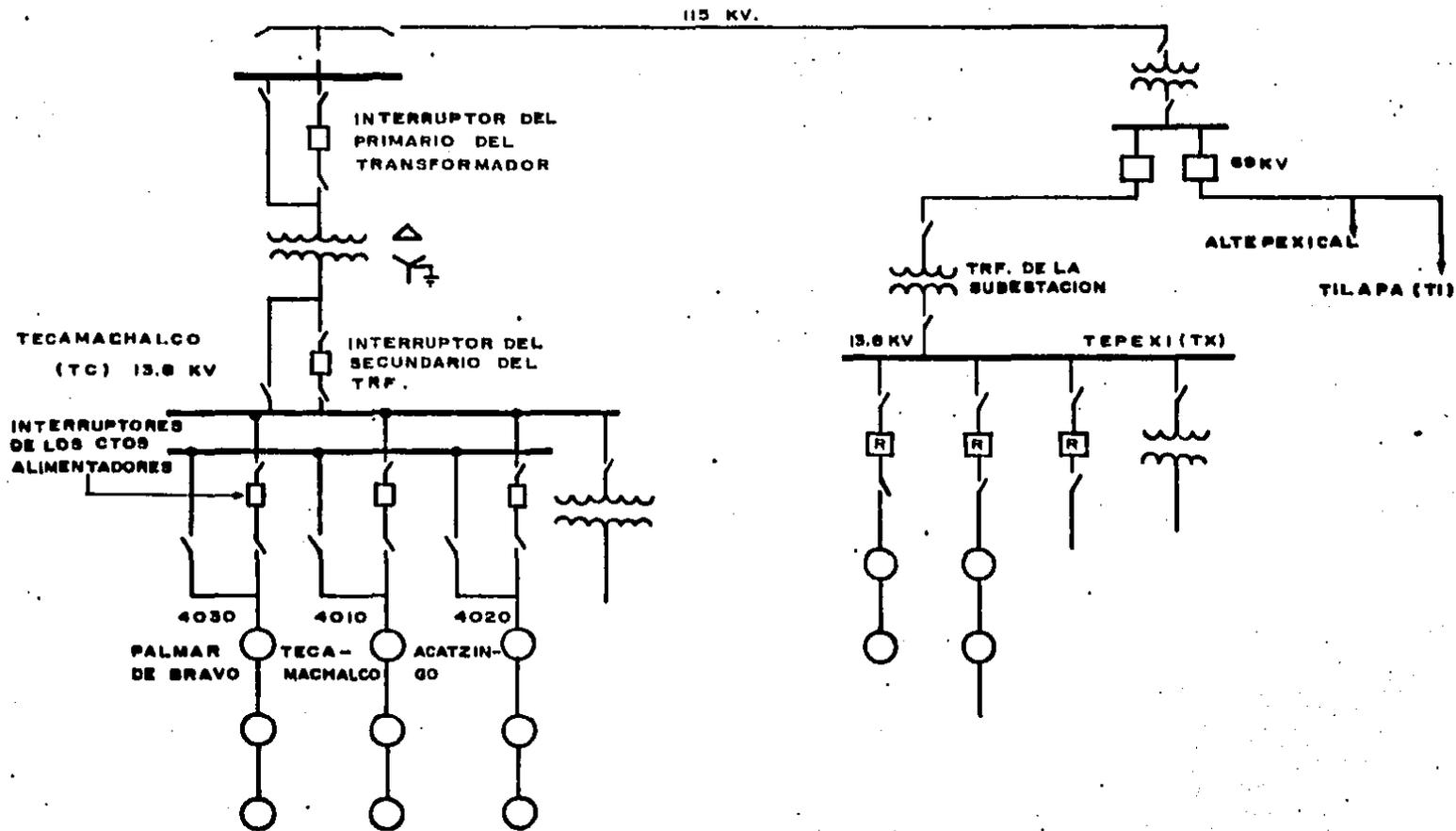


FIGURA 4.1

SISTEMA DE DISTRIBUCION DE LA ZONA TECAMACHALCO DE LA DIVISION CENTRO ORIENTE DE CFE USADO COMO BASE DE LA DISCUSION.

El nivel más alto de capacidad computacional es el de la Maestra de Zona de Subestaciones ---- (M.Z.S.). Este computador actualiza continuamente una base de datos la cuál comprende todas las subestaciones y sus alimentadores. La ---- M.Z.S. es un microcomputador de 16 bits, que -- realiza los cálculos y decisiones que requieren un conocimiento de todas las subestaciones y de los parámetros de sus alimentadores. La M.Z.S. se comunica con, y es un nivel de inteligencia mayor que, las U.T.R.s

La M.Z.S. puede generar una acción de control - como un resultado de un procedimiento de exploración.

4.2.1.2. UNIDAD TERMINAL REMOTA (U.T.R.)

La U.T.R. es un microcomputador de 8 bits con - varios puntos para monitorear y controlar.

La U.T.R. monitorea los puntos de importancia - dentro de la subestación y se comunica con las - micro terminales remotas (μ TR) para actualizar - la base de datos la cual comprende la configura - ción de dicha subestación con sus alimentadores.

La U.T.R. realiza sus cálculos, basados en los - parámetros disponibles dentro de su rango de -- control y recomienda las acciones a tomar a la - M.Z.S. cuando sea explorada por ésta.

4.2.1.3. MICRO - TERMINAL REMOTA (μ TR)

La μ TR es el nivel de inteligencia más bajo en el sistema distribuido.

Las μ .T.R.s son microprocesadores pequeños, localizados en los A.P.S.s controlables y en los puntos claves de monitoreo de los alimentadores.

En la figura 4.2 las μ .T.R.s están localizadas en los A.P.S.s (puntos de seccionalización: -- Restauradores, Seccionalizadores), en los enlaces normalmente abiertos y en las localidades de capacitores de corrección del factor de potencia.

Las μ .T.R.s son los medios para distribuir inteligencia a través de las localidades del alimentador. Las μ .T.R.s pueden monitorear de --- ocho a diez parámetros (corrientes, voltajes, - temperatura, etc.). Esos parámetros monitorea dos pudieran ser transmitidos a la U.T.R. para formar la base de datos de distribución. La --- μ TR calculará en todo momento la magnitud de -- las corrientes de líneas y las comparará con valores pre-establecidos para poder determinar si el A.P.S. asociado debiera disparar debido a la ocurrencia de fallas, también podrá calcular el factor de potencia, datos de VAR y KW, corriente de carga, etc.

4.2.2 ASPECTOS GENERALES DEL SISTEMA JERARQUICO.

En general, la vigilancia, monitoreo y control del transformador y de la subestación serán rea

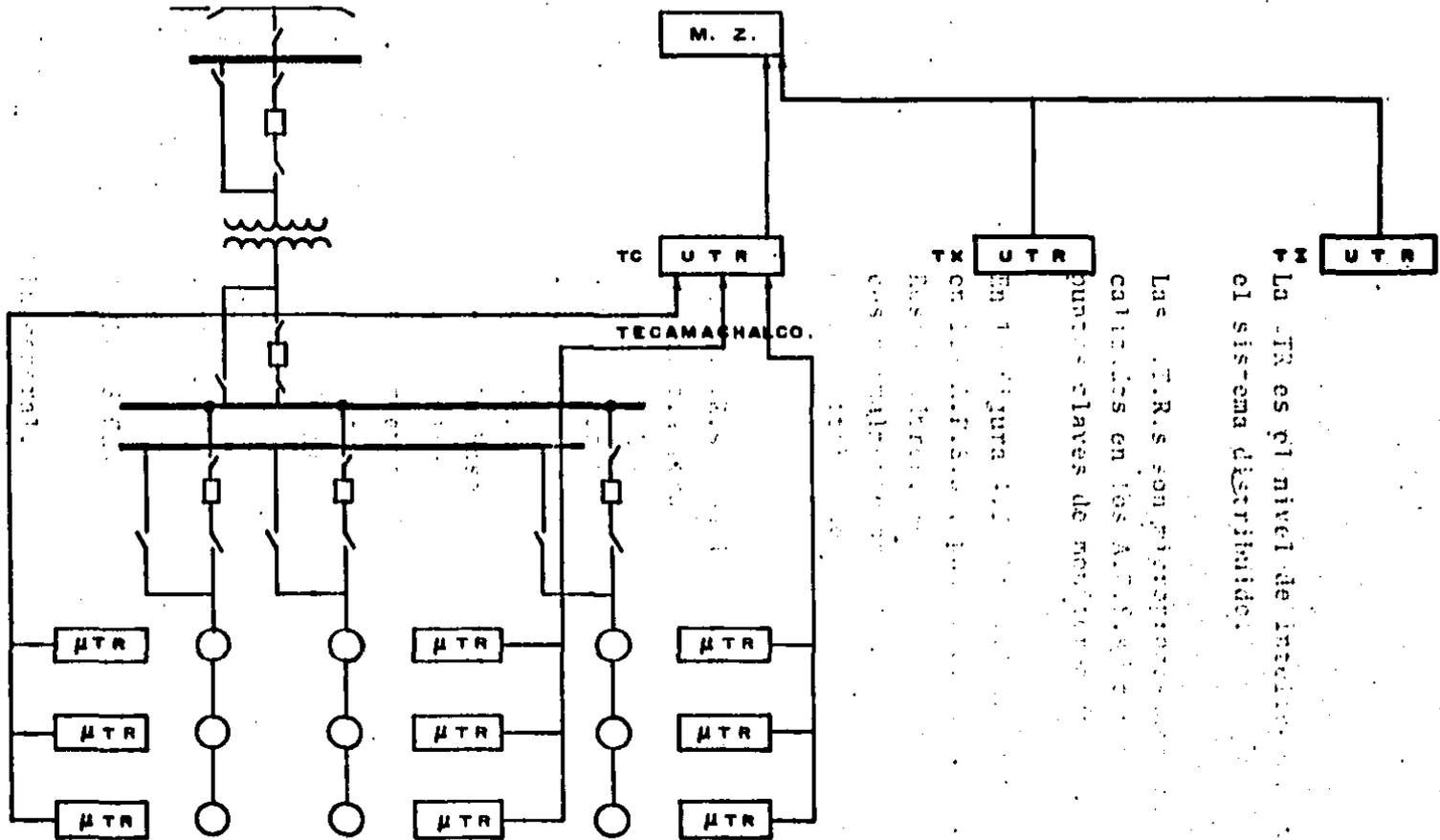


FIGURA 4.2

CONFIGURACION DE HARDWARE DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACION DE DISTRIBUCION BASADO EN EL SISTEMA DE PROCESAMIENTO DISTRIBUIDO DE TRES NIVELES.

La UTR es el nivel de interfaz entre el sistema de procesamiento de datos bajo control y el sistema de distribución.

lizados por la U.T.R. a menos que sea anulada - la acción de control por la M.Z.S. Un elemento clave en la filosofía de la automatización del sistema de distribución es que la configuración del sistema está prevista para manejar el rango amplio de funciones requeridas por la industria de servicio eléctrico en el área de distribución (Ref. 23)

Esta filosofía debería permitir que la automatización se realice paulatinamente, de tal forma que las subestaciones más viejas pudieran ser pasadas gradualmente al modo automático, mientras que las subestaciones nuevas pudieran ser instaladas totalmente automáticas.

El elemento común en el diseño del sistema de procesamiento, el cual aplicaría a cualquier sistema de distribución, es la configuración Hardware del sistema. Las M.Z.S.s, U.T.R.s y U.T.R.s tendrán esencialmente la misma estructura de un sistema de distribución a otro; la caracterización de cada sistema se asignará por el software.

Las asignaciones de funciones en el sistema están regidas por los siguientes postulados básicos:

- 1.- Cada nivel del sistema posee un atributo propio y natural y por lo tanto debe ser diseñado con el objetivo de optimizar dicho atributo.

2.- Las decisiones jerárquicas deben realizarse en aquel nivel cuyo atributo tenga mayor --- correlación con la función a desarrollar.

3.- Los atributos naturales del nivel deben cumplirse en la forma más eficiente, evitando -- reasignar funciones a otros niveles jerárquicos. Otros aspectos de importancia considerados dentro de esta filosofía son:

1.- Los equipos especificados (M.Z.S, UTR y -- UTR) utilizarán microprocesadores para realizar todas las funciones específicas. A través de su programabilidad, los procesadores digitales permiten aplicar funciones peculiares dentro del -- sistema y efectuar cambios en su control y colección de datos con los mínimos cambios de hardware.

2.- Cuando la información de entrada es requerida por más de una función, la información será almacenada, y será accesible a todos los procesos y funciones a través de una base de datos -- común.

3.- Con el uso de procesadores distribuidos -- se gana una independencia máxima de hardware, -- pues se simplifica el mantenimiento del mismo.

4.- Todo el hardware para los elementos de -- procesamiento y el software para cada una de las funciones requeridas se suministrarán en forma -- modular funcional.

5.- Cada función, requerida por las especificaciones del sistema, se realizará dentro del elemento de procesamiento en el cual se encuentre inmediatamente disponible la mayoría de la información esencial para dicha función.

4.2.2.1 ASPECTOS DEL SOFTWARE.

1.- El software provisto para todo el equipo deberá estar completamente documentado. La documentación debe incluir:

A.- Diagramas de bloques de interacción ----- software - hardware.

B.- Diagramas de flujos del trabajo de los procesadores.

C.- Lista detallada de todos los programas con comentarios claros.

2.- El software estará provisto, dentro de cada elemento de procesamiento, para realizar auto diagnósticos y algoritmos de prueba.

3.- Los programas de control deberán ser independientes de los aparatos controlados, de tal forma que sólo una copia del programa permanecerá en el elemento de procesamiento para cualquier número de aparatos controlados.

4.2.2.2. ASPECTOS DEL HARDWARE.

1.- El propósito del diseño del equipo debe ser:

A.- Una falla de un componente en cualquier parte del sistema no ocasionará una operación no solicitada de un aparato externo.

B.- Protección contra fallas múltiples y de componentes que fallan en forma de cascada.

2.- El diseño del hardware permitirá solamente interrupción mínima al control y a las funciones de colección de datos cuando el hardware es removido de servicio por razones de falla o mantenimiento regular.

3.- Los elementos de procesamiento estarán diseñados para operar con fuentes D.C.

4.- El equipo estará diseñado para resistir las condiciones extremas del medio ambiente del lugar donde estarán los elementos de procesamiento.

5.- Se evitará el uso de aparatos de rotación.

6.- El equipo se diseñará de tal forma que toda la información esencial dentro de un elemento de procesamiento sea retenida en el caso de falla de energía.

4.3 SOLUCION GENERAL.

A continuación presentaremos la solución general con la cual se llevará a cabo la localización de las fallas en los alimentadores de distribución de energía eléctrica conforme a la filosofía de diseño expuesta anteriormente.

En realidad esta solución general está planteada para brindar una operación continua del sistema de distribución que asegure al máximo la continuidad en el servicio de energía, lo cual significa que además de efectuar la localización de las fallas producidas en la red, se pueda realizar un tratamiento rápido y adecuado de las mismas para lograr la restauración de las condiciones normales de trabajo del sistema lo antes posible. Por otra parte esta solución general también persigue poder realizar la adquisición de los datos del proceso para elaborar información sobre: Estado de la red, partes de consumos a intercambios de energía, predicciones de carga, etc.

Para efectuar la discusión de los requerimientos funcionales de la solución general nos basaremos en el circuito Tecamachalco 4110 de la División Centro Oriente, zona Tecamachalco, de la C.F.E. mostrado en la figura 4.3.

En la figura 4.4 se muestra la configuración hardware del sistema de control supervisorio con microprocesadores distribuidos, utilizado para localizar las fallas en el circuito de la figura 4.3.

4.3.1. DESCRIPCION DEL SISTEMA.

A continuación se presentará una descripción general del sistema de control supervisorio con -- microprocesadores distribuidos desde el punto de vista software (Ref. 24), así como de las posi bilidades y aprovechamiento del equipo.

El sistema de la solución general está formado - por una M.Z.S., varias U.T.R.s y varias u.T.R.s- dispuestas en la forma como se muestran en la fi gura 4.2.

La M.Z.S. consta de: Una unidad de cómputo, una- unidad de comunicación con las UTRs, una consola de sistema, una consola de operador, un impresor y una unidad de comunicación con la maestra divi sional.

La M.Z.S. mantendrá una base de datos para cada- una de la U.T.R.s conectadas al sistema, de mane- ra que el operador puede recibir información so- bre: el estado de la red, condiciones de flujo - de energía, pudiéndose visualizar la información de la siguiente manera:

- 1.- Diagrama unifilar de cada subestación en la- red y de sus alimentadores correspondientes.
- 2.- Representaciones tabulares de los flujos de- energía medidos en la red.

La U.T.R. consta básicamente de: una unidad de - computo, una unidad de adquisición digital, una- unidad de adquisición analógica, una unidad de -

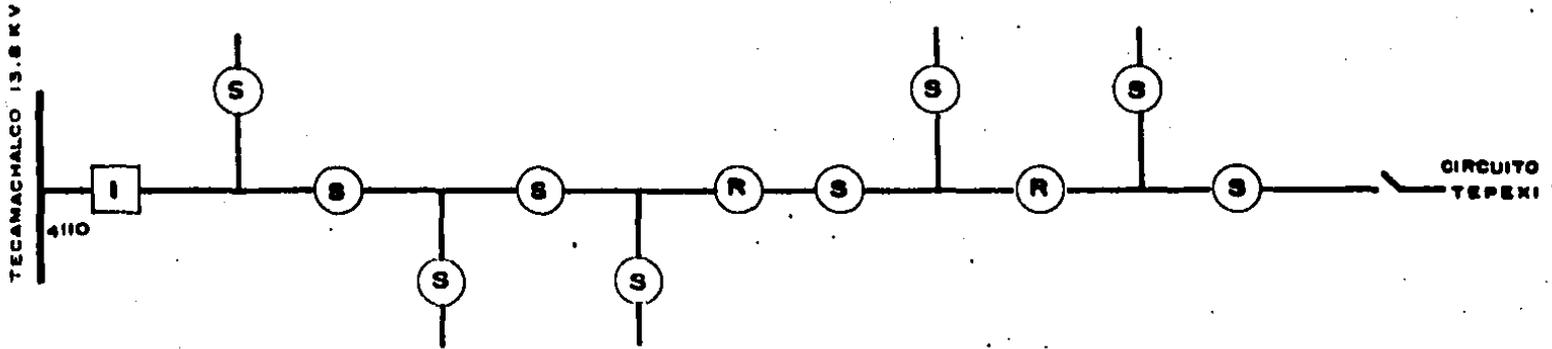


FIGURA 4.3

CIRCUITO ALIMENTADOR DE DISTRIBUCION TECAMACHALCO 4110 DE LA DIVISION CENTRO ORIENTE, ZONA TECAMACHALCO, DE LA CFE, TOMADO COMO BASE PARA LA DISCUSION DE LA SOLUCION GENERAL.

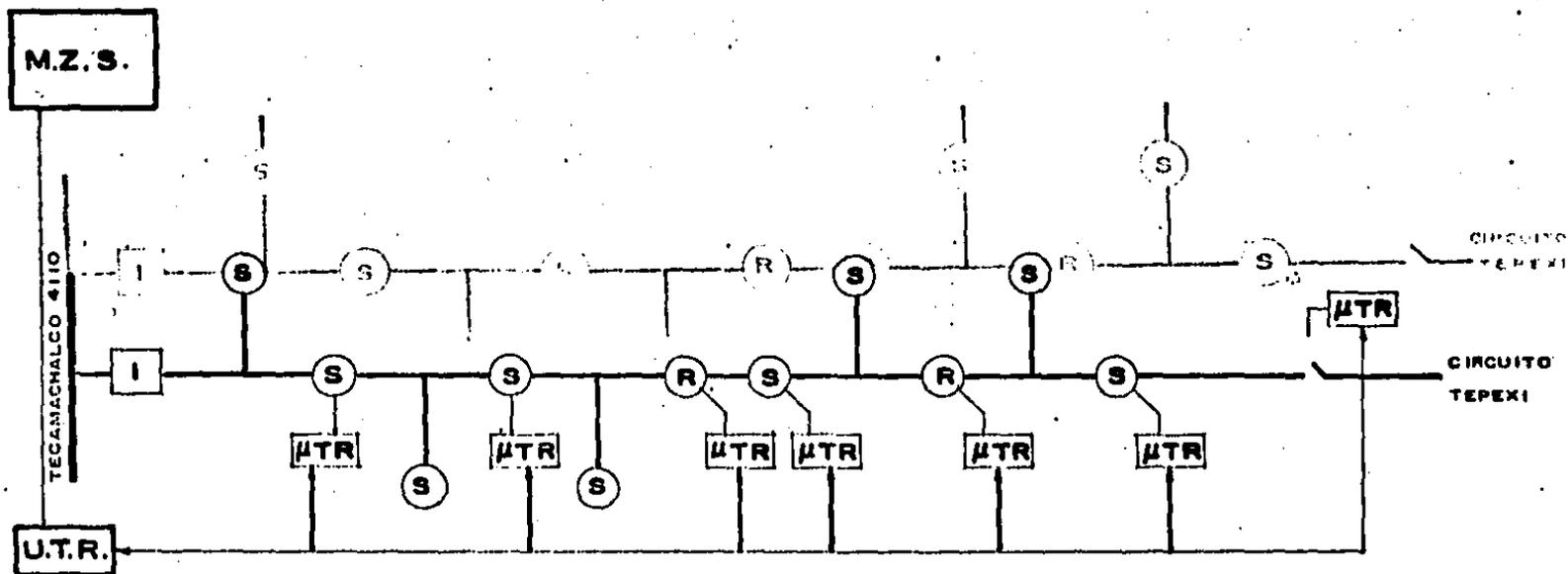


FIGURA 4-4

CONFIGURACION HARDWARE DEL SISTEMA DE CONTROL SUPERVISORIO CON MICROPROCESADORES DISTRIBUIDOS UTILIZADOS PARA LOCALIZAR LAS FALLAS EN EL CIRCUITO TECAMACHALCO 4110.

CIRCUITO ALIMENTADOR DE DISTRIBUCION TECAMACHALCO 4110 DE LA ZONA CENTRO ORIENTE, ZONA TECAMACHALCO, DE LA CFE, FOMADO COMO BASE PARA LA DISCUSION DE LA SOLUCION GENERAL.

comunicación con la M.Z.S., una unidad de comunicación con las μ .T.R.s y opcionalmente pudieran constar de una consola de operador, una consola de sistemas y un impresor.

La U.T.R. recoge señales digitales y analógicas e impulsos de contadores para mantener una base de datos de la subestación con sus alimentadores. El algoritmo para localizar las fallas ocurridas en los alimentadores será llevado a la práctica en la U.T.R. Cuando la U.T.R. localiza una falla reporta esta información a la M.Z.S. al ser explorado por ésta.

La μ .T.R. consta de un módulo maestro, un módulo de adquisición digital, un módulo de adquisición analógica y un módulo de comunicaciones con la U.T.R. (y módulo de control futuro).

Para realizar la función de la localización de fallas en cualquier alimentador, las μ .T.R.'s deberían ubicarse en cada uno de los A.P.S. que se encuentren seccionalizando la línea troncal o los ramales de importancia de cada alimentador y en los enlaces, normalmente abierto, con los alimentadores adyacentes. En la figura 4.4. se muestra la forma como se debieran distribuir las μ .T.R.s para localizar las fallas en el circuito Tecamachalco 4110. Las μ .T.R.s deben monitorear: El estado del A.P.S. asociado, las corrientes de fase y la corriente que circula a través del neutro de la estrella que forman los secundarios de los transformadores de corriente. utilizados pa-

ra monitorear las corrientes de fase de dicho -- A.P.S. En cada una de las μ .T.R.s deberá estar implementado el algoritmo del relevador de sobre corriente mostrado en la sigura 3.1.

4.3.2 DESCRIPCION FUNCIONAL.

4.3.2.1 ADQUISICION DE DATOS

La adquisición de información se realizará en -- las subestaciones mediante las U.T.R.s y en los alimentadores mediante las μ .T.R. distribuidas - a través de ellos. Las μ .T.R. serán interrogadas - ciclicamente por las U.T.R.s, las que a su vez, serán ciclicamente interrogadas por la M.Z.S --- (Ref. 25).

Los datos que podrán adquirir las μ .T.R. y las U.T.R. serán del siguiente tipo:

ENTRADAS DIGITALES.

Las entradas digitales serán proporcionadas por el cierre o la apertura de contactos auxiliares de los A.P.S., indicando los cambios de estado - de los mismos y pueden ser:

- 1.- Estandar: requiere sólo un bit de información. El bit de estado (0/1) reflejará la posición del contacto de entrada en el momento de la exploración de la μ TR desde la U.T.R. (ó de la U.T.R. desde la M.Z.S.); se usarán para detectar cambios de estado permanente.

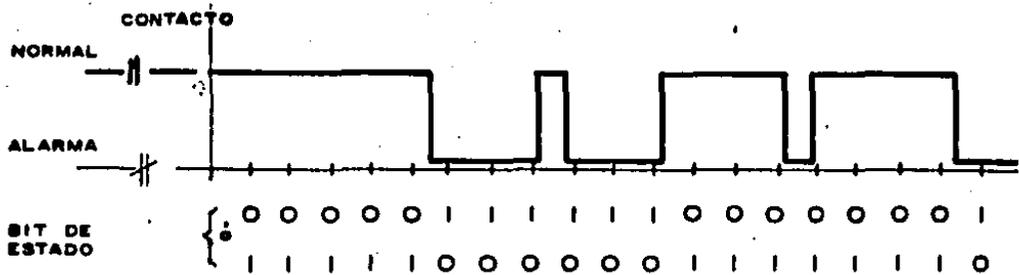


Fig. 4.5 Cambio de estado estandar.

2.- Detección momentánea con estado retardado (latching)

Requiere sólo un bit de información dependiendo del tipo de contacto de entrada NA o NC. La μ TR (o UTR) deberá detectar y mantener una transición momentánea abierto - cerrado - abierto o - cerrado - abierto - cerrado para enviarse a la UTR (NZS) en el momento de la exploración.

Una vez enviada la información, se restablecerá el circuito de memoria quedando la μ TR (o UTR) preparada para detectar otros cambios de estado momentáneo.

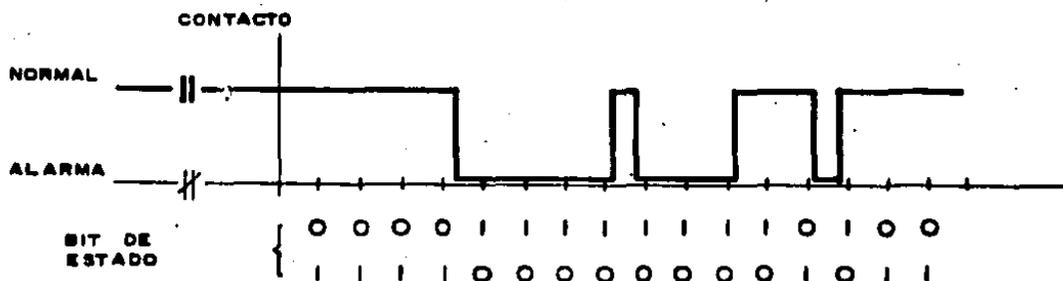


Figura 4.6: Detección momentánea con estado retardado.

Si el circuito de memoria está establecido, se mostrará el estado real del contacto, Si ocurre un cambio de estado momentáneo, se mostrará este cambio y el estado normal se mostrará hasta la siguiente exploración. Si ocurre un cambio de estado permanente, se mostrará esta nueva posición.

3.- Detección de cambio momentáneo (Change - detect).

Requiere 2 bits de información, el bit de estado ("Status ") y el bit de cambio ("Change de - detect "). El bit de estado mostrará la posición del contacto de entrada en el momento de la exploración, el bit de cambio será puesto 1 ó 0 para recordar una secuencia de operación momentánea del contrato; abierto - cerrado - abierto ó

cerrado - abierto - cerrado. Este bit se restablecerá una vez enviada la información a la UTR- (6 M.Z.S.)

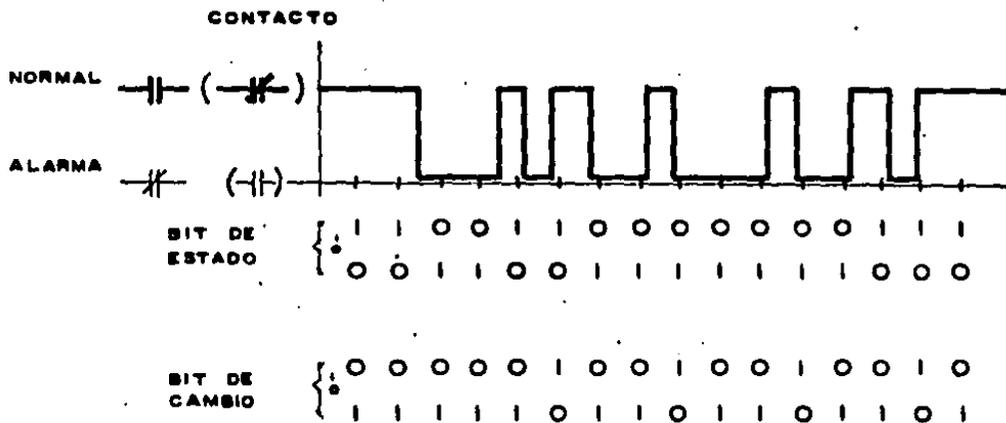


Figura 4-7 Detección de cambio momentáneo.

Dadas las características de las entradas digitales con memoria tipo " Latching " y tipo " Change detect ", que son capaces de detectar, almacenar y diferenciar las operaciones de abierto - cerrado - abierto ó cerrado - abierto - cerrado, se usarán para supervisar a los A.P.S.s que tengan la posibilidad de realizar múltiples operaciones dentro de un corto período de tiempo.

Así pues, la UTR mantendrá una imagen del estado de su A.P.S. asociado, comprobando si ha habido algún cambio en cuyo caso transmitirá dicha información a la UTR cuando sea explorada por ésta.

La UTR mantendrá una imagen del estado de las en

tradas digitales y realizará una exploración periódica de todas las entradas digitales, dentro de la subestación, y de las μ TR asociadas a los alimentadores de dicha subestación y al recibir información de esas entradas digitales comprobará los cambios actualizando su base de datos y generando un mensaje de alarma a la M.Z.S.

La M.Z.S. mantendrá una imagen del estado de las indicaciones digitales y al recibir información de las señales digitales de las U.T.R.s comprobará los cambios actualizando su base de datos y generando un mensaje al operador tanto visual como audible, al mismo tiempo que inicia una acción de control como un resultado de un procedimiento de exploración, una vez que el sistema tenga incorporada las funciones de aislamiento de fallas y restablecimiento de las secciones de líneas no afectadas.

ENTRADAS ANALOGICAS.

La μ TR guardará una imagen del valor de las señales analógicas de las corrientes de fase y neutro monitoreadas y generará una señal que indica que el A.P.S. asociado debiera disparar de acuerdo a la protección de sobrecorriente y/o a la protección de tierra (protección del alimentador para fallas de secuencia cero, la cual es la misma protección de sobrecorriente sólo que dotada de mayor sensibilidad).

4.3.3 COMUNICACIONES.

El flujo de información en el sistema se basa en las consultas periódicas, realizadas por la U.T.R. a cada μ T.R., por cambios en las señales digitales, así como por la existencia de la señal-indicadora de sobre-corriente, si la hubiera.

Las consultas periódicas tienen el propósito de enviar las señales mencionadas anteriormente así como garantizar una vigilancia constante del funcionamiento de las μ T.R's que conforman el sistema (diagnósticos).

4.3.3.1 DESCRIPCION DE MENSAJES.

Los mensajes serán transmitidos a través de un canal de comunicaciones en forma seriada de bits, arreglados de tal forma que puedan habilitar los elementos necesarios para la correcta interpretación y realización de las funciones de control y exploración. Cada mensaje sólo transmite un tipo de información (Digitales, aceptación, rechazo, autodiagnósticos de μ T.R.s).

Cada mensaje está compuesto de:

- Código de función: Es un código específico de 4 bits que identifica una función en particular.

- Dirección de la μ TR: Es un código específico de 4 bits que identifica una μ TR en particular dentro del canal común de comunicaciones.

- Datos: En 8 bits se envía información acerca del estado del APS, de la indicación de la de tección de sobrecorriente, de la de tección de -- falla a tierra, de la de tección de no corriente, de la indicación del A.P.S. bloqueado, de la de tección de cambio momentáneo y del número de rec cierres del A.P.S.

- Código de detección de error: Es un código de 8 bits calculado para cada mensaje que ayuda a detectar errores de transmisión inducidos en el canal de comunicación. Se transmite y se reci be primero el bit más significativo de este códi go y se compara con el generado por la propia -- μ TR.

4.3.3.2 PROTOCOLO DE COMUNICACIONES.

El protocolo de comunicaciones estará diseñado para utilizar la inteligencia de la μ TR y de este modo mantener el tiempo de exploración mínimo, dicho protocolo tendrá las siguientes características:

1.- Formato estandard asincrono:

1 bit de start
8 bits de datos
1 bit de paridad
1 Bit de stop

2.- Soporta línea compartida

3.- La U.T.R. (maestro) inicia todos los -- diálogos con las μ TR (remota)

4.- Todas las transmisiones empiezan con la - dirección de la μ TR y finalizan con el código de error (1 byte).

5.- La compresión de datos (cambios) es ma- nejada con el reconocimiento de la UTR (maestra) a la μ TR (remota) de que recibió los cambios.

6.- Con el concepto de compresión de datos se minimiza el tiempo de exploración

CARACTERISTICAS DE LA COMPRESION DE DATOS.

1.- La μ T.R. detecta o identifica cambios de estado del A.P.S. asociado.

Las entradas analógicas de corrientes se asignan como puntos digitales para indicar a la UTR (maestro) la detección de sobrecorriente, la detección de ausencia de corriente, así como la condición normal en el A.P.S.

2.- Si la μ TR (remota) no tiene cambios res- ponde con el eco de la pregunta de la UTR (maestra) (2 bytes)

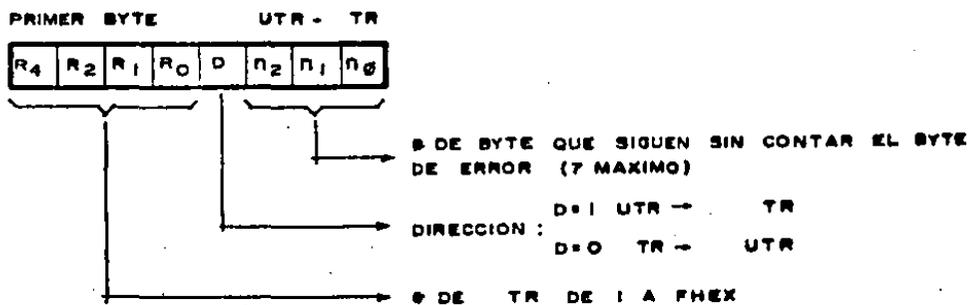
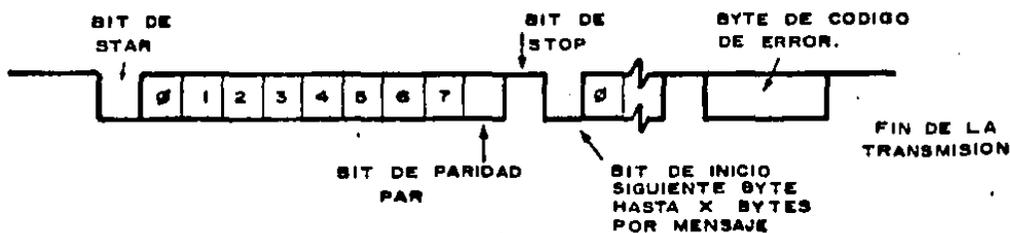
3.- La μ TR (remota) responde, cuando tiene -- cambios, con el número del APS en el cuál se presentó el cambio y el estado actual de dicho APS.

FORMATOS Y PROTOCOLOS

El protocolo de comunicaciones se clasifica de acuerdo al número de bytes que transmite la U.T.R. (maestra) a la M.T.R. (remota) y es como sigue:



El byte 1 indica cuántos bytes siguen. Si el número es cero debe interpretarse como la función-solicitud de cambios a la MTR direccionada.



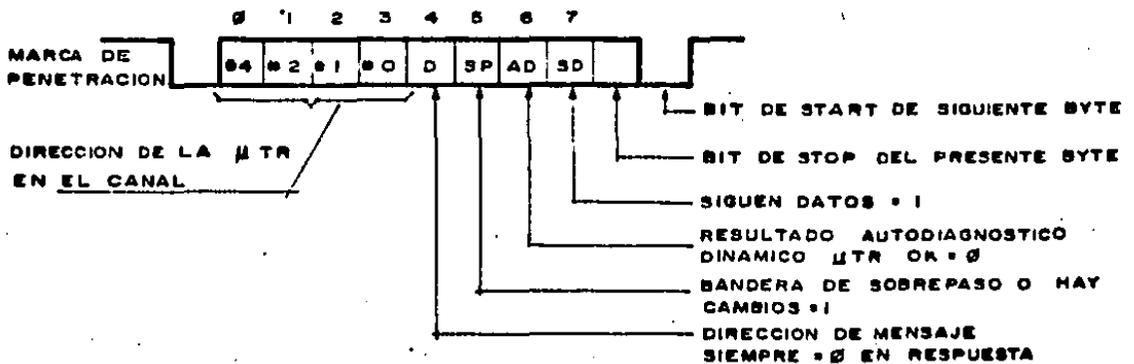
La respuesta de la μ TR (remota) a la UTR (maestra) está organizada en grupos. La longitud de cada grupo y el número de grupos está en función del comando recibido de la maestra.

El formato general es como sigue:

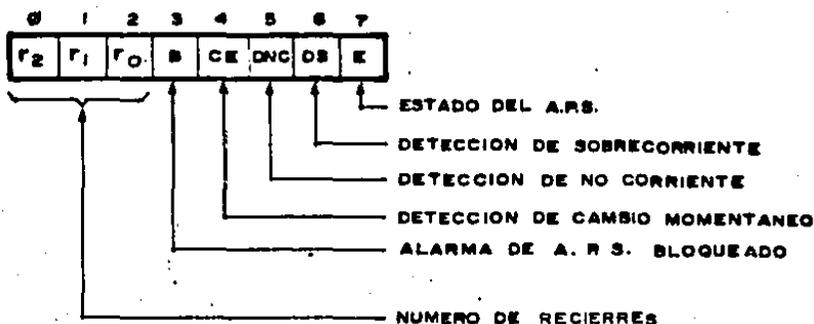


Con cada grupo de datos la remota transmite el 1er byte como de dirección y el último byte como código de error.

El primer byte tiene el formato general:



Si el bit 7 del primer byte es igual a 1, entonces el segundo byte es el identificador del APS- y el tercer byte es como sigue:

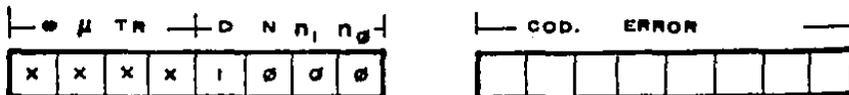


Si el bit 7 del primer byte es igual a 0 entonces el segundo byte de respuesta de MTR a UTR es el código del error.

DESCRIPCION DE COMANDOS DEL CONTROL SUPERVISORIO.

1.- Solicitud de cambio

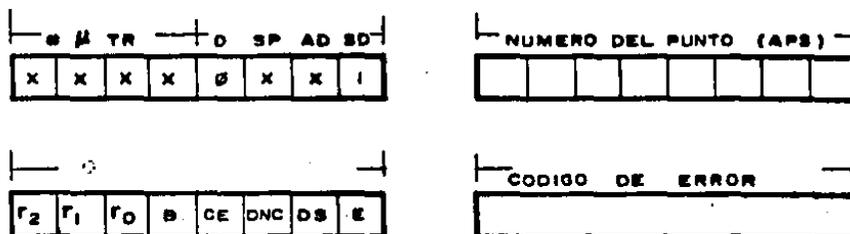
A) De UTR (maestra) a MTR (remota)



B) De MTR (remota) a UTR (maestra) "sin cambios"

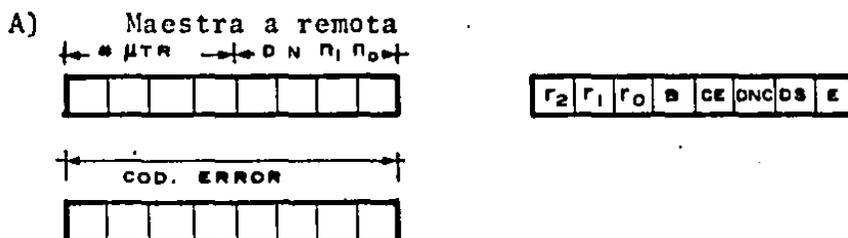


C) De MTR (remota) a UTR (maestra) "con cambios"



II CAMBIO CON RECONOCIMIENTO

Se solicitan cambios y además se reconocen los - del bloque de información anterior.



NOTA: La (maestra) UTR envía a la MTR (remota)

El reconocimiento de los cambios recibidos anteriormente.

4.3.4 PRESENTACION (VISUAL) DE LA INFORMACION DISPONIBLE EN LA M.Z.S. Y UTR.

Para mostrar la red de distribución al operador del sistema, se requiere desarrollar dos tipos de la presentación visual de la información.

1.- Presentación visual detallada.

Ilustra la red al grado requerido para poder realizar el análisis del estado del sistema y su automatización.

2.- Presentación visual resumida.

Ilustra las subestaciones, los interruptores de los alimentadores y los principales puntos de enlace de interconexión.

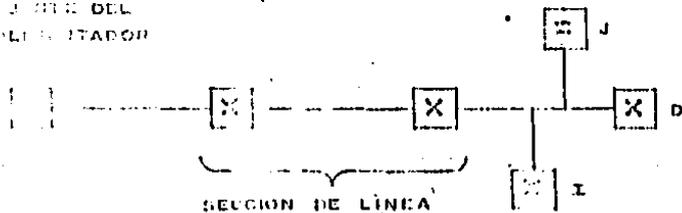
Antes de presentar los ejemplos de estos dos tipos de presentación visual de la información, -- veamos la terminología que se utilizará en este trabajo para la representación de los circuitos de distribución (Ref. 25)

4.3.4.1 TERMINOLOGIA DE LA RED DE DISTRIBUCION.

La terminología adoptada en este trabajo describirá al sistema de distribución desde un punto de vista tanto eléctrico como de computación.

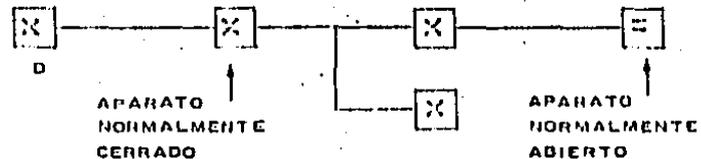
La figura 4.8 ilustra una pequeña porción de una red de distribución para mostrar la diferencia -- entre las páginas de la presentación del CRT, -- los alimentadores, los circuitos, los aparatos (A.P.S.) y las secciones de líneas. Es una práctica común dividir la red de distribución en alimentadores energizados radialmente. Cada uno de los alimentadores comenzará en la subestación y estará limitado por las conexiones normalmente -- abiertas a los alimentadores cercanos.

APARATO FUENTE DEL ALIMENTADOR



CIRCUITO 1 DEL ALIMENTADOR

APARATO FUENTE SUPUESTO



CIRCUITO 2 DEL ALIMENTADOR

FIGURA 4.8
TERMINOLOGIA DE LA RED DE DISTRIBUCION

1.- A.P.S.

Un A.P.S. es cualquier interruptor ó restaurador ó seccionalizador ó fusible el cual es usado para conectar las partes del circuito eléctrico. - Los aparatos A.P.S. estarán abiertos o cerrados y se representarán por el símbolo  Un A.P.S. debe estar conectado al menos a una y no a más de 2 secciones de líneas. Los A.P.S. cerrados se representarán por  y los A.P.S. abiertos se representarán por .

SECCION DE LINEA:

Una sección de línea es el segmento de una red eléctrica del cual se derivan las cargas de los consumidores. Un gran número de A.P.S. pueden estar conectados a una sección de línea. Las secciones de líneas pueden estar representadas por un solo carácter gráfico ó por una secuencia continua de caracteres en cualquier forma topológica. Dependiendo del grado de detalle deseado una sección de línea puede ser representada por tres fases o por una de las fases individuales. Los colores de la sección de línea serán fijados por el computador de acuerdo al estado del circuito: Blanco significará energizado y video inverso -- (gris) significará desenergizada.

CIRCUITO:

Un circuito es un conjunto de A.P.S.s y secciones

de líneas conectados, el cual está contenido dentro de una sola página de CRT.

ALIMENTADOR:

Un alimentador es un conjunto de circuitos conectados, el cual comienza en un interruptor (normalmente cerrado) de una subestación y termina en un A.P.S. de enlace (normalmente abierto).

Para representar un alimentador completo se puede necesitar más de una página de CRT mostrando distintos niveles de voltajes y fases. Con cada uno de los alimentadores se asocia una alarma y un estado de control.

El estado de cada uno de los alimentadores se define como sigue:

NORM: Todos los APS y secciones de líneas están en su estado abierto normal ó cerrado normal.

ANOR: Un A.P.S. ó una sección de línea no están en su estado abierto normal ó cerrado normal.

MUER: Una sección de línea esta muerta ó desenergizada.

MALL: Se detectó una malla de circuito.

PARA: Dos ó más alimentadores están en paralelo

FALT: Fué detectada una falla en el modo de estudio.

SOBR: Fué detectada una sección de línea sobrecargada en el modo de estudio.

Ahora bien, utilizando esta terminología presentaremos los ejemplos de:

4.3.4.2. PRESENTACION VISUAL DETALLADA DEL ALIMENTADOR.

La figura 4.9 muestra una presentación visual detallada del alimentador Tecamachalco 4110. Por precisión, la base de datos del sistema de control automático de la red de distribución está creada de la presentación visual detallada del alimentador y corresponderán en cada uno de los detalles topológicos. Antes de la activación, cada presentación visual detallada del alimentador es diagnosticada automáticamente para estar seguros que su descripción eléctrica es legal y no conflictiva con la presentación visual detallada activada previamente.

4.3.4.3. PRESENTACION VISUAL DETALLADA DE SUBESTACIONES.

La figura 4.10 muestra una presentación visual detallada de la subestación, la cual provee una referencia del estado de los alimentadores y de la subestación.

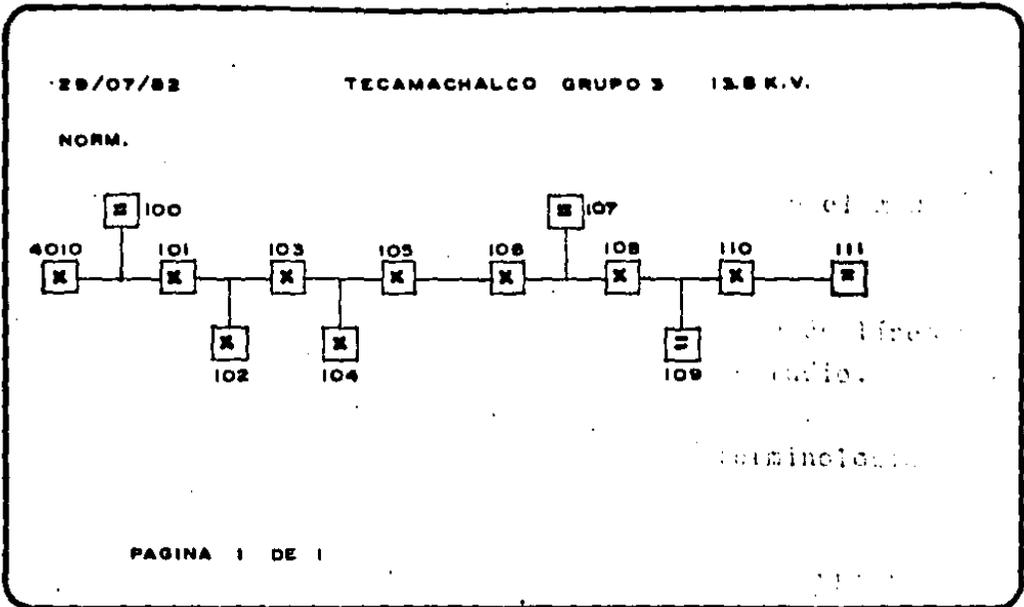


FIGURA 4.9.
PRESENTACION VISUAL DETALLADA DEL ALIMENTADOR TECAMACHALCO 4110

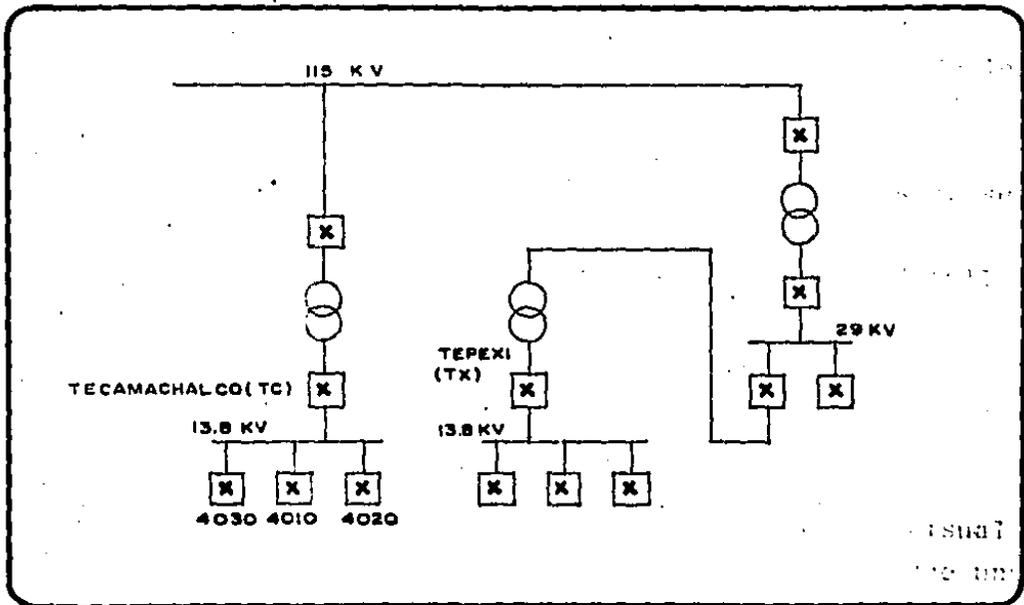


FIGURA 4.10
PRESENTACION VISUAL DETALLADA DE LA SUBESTACION

4.3.5 ORGANIZACION DE LA BASE DE DATOS EN LA UTR Y EN LA MZS.

Una de las consideraciones más importantes en el diseño del subsistema de localización de fallas en los alimentadores, y en general en el diseño de un sistema de control automático de las redes de distribución (CARD), es que la base de datos debe proveer un medio eficiente para el almacenamiento y la extracción selectiva de la información (Ref. 25, 26).

La estructura de la base de datos del sistema -- CARD, se deberá diseñar procurando la armonización de las siguientes características deseables: no redundancia, independencia de datos, interconectabilidad, protección de seguridad y accesibilidad en tiempo real.

La figura 4-11 muestra la estructura física de la base de datos que se requiere para soportar la ejecución del programa del subsistema de localización de fallas.

Esta base de datos está compuesta de tablas de información paralela como también de tablas ó -- archivos conteniendo paquetes de información. Todas las tablas y los archivos de la base de datos son creados automáticamente en línea tan -- pronto como sea activada la presentación visual-detallada de la red de distribución. Luego la base de datos del subsistema de localización de fa

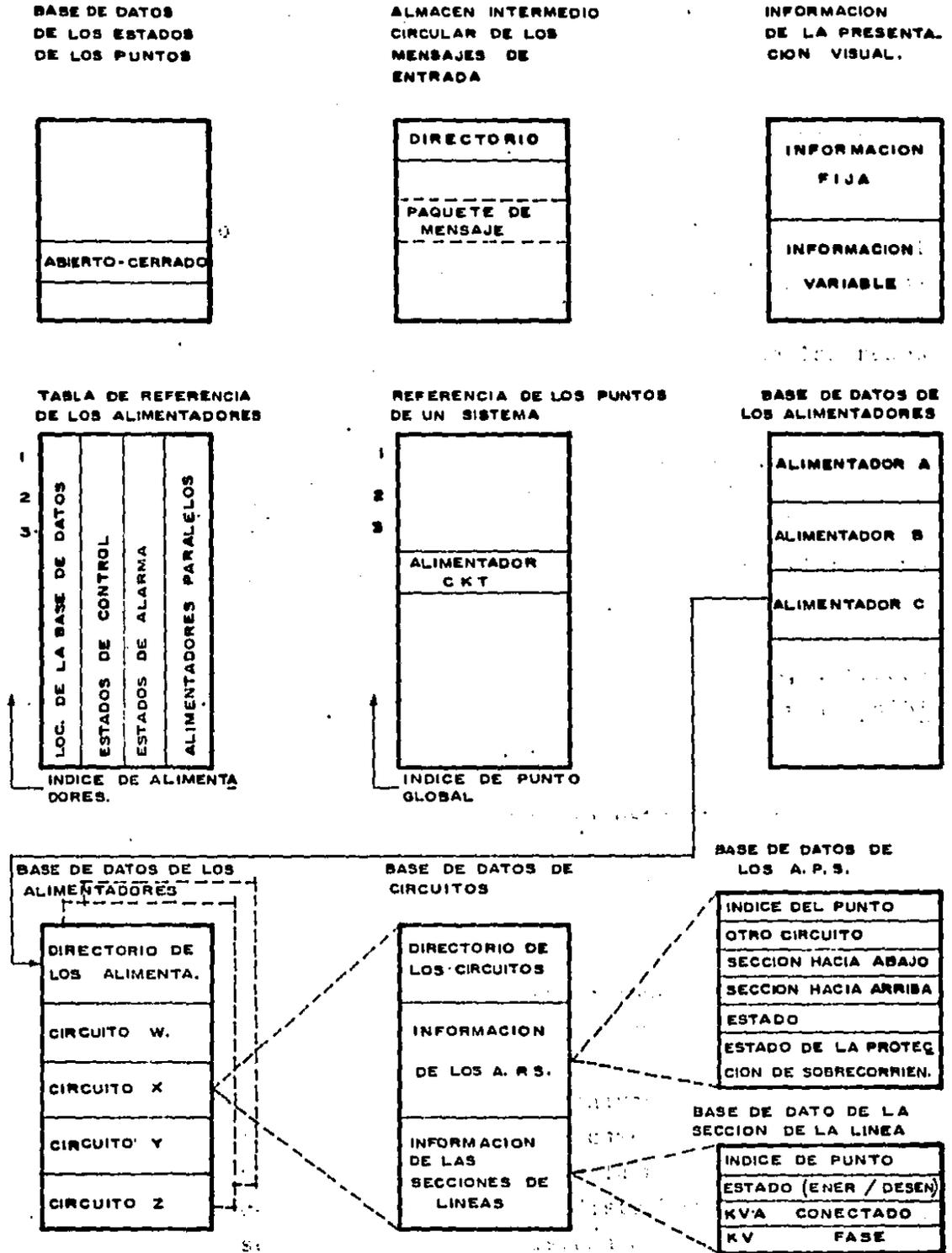


FIGURA. 4.11
ORGANIZACION DE LA BASE DE DATOS

llas es una descripción de la red eléctrica en el momento en que es definida por los diagramas-esquemáticos mostrados en la presentación visual detallada del CRT.

4.3.6 ANALISIS DEL CAMBIO DE ESTADO.

La filosofía que ha sido adoptada para el análisis de la red de distribución es procesar los cambios de estado en lugar de examinar toda la base de datos de los estados cada vez que el programa del subsistema de localización de falla sea ejecutado.

Los cambios de estado de los APS y de las secciones de líneas son entrados a un almacén intermedio circular de los mensajes de entrada tan pronto como esos cambios son procesados por el subsistema de control supervisorio y adquisición de datos (SCADA) (Ref. 27). Cuando se ejecuta el programa del análisis de estado del subsistema de localización de falla, este almacén intermedio circular de mensajes de entrada es vaciado y todos los cambios de estado son entrados en la base de datos del subsistema de localización de fallas.

4.3.7 ALGORITMO DE DETECCION Y LOCALIZACION DE FALLAS.

El principal análisis realizado en las redes de distribución es el de establecer los estados de energizado/desenergizado de las redes eléctricas

al tiempo que se detectan y se localizan las fallas en los alimentadores (ref.28).

Desde el punto de vista operacional, el operador del sistema desea rápidamente conocer el estado de la red, i.e., cuales de las secciones de líneas están energizadas, desenergizadas, en malla o con falla.

La detección de una falla es iniciada por el primer cambio de estado no autorizado de alguna de las condiciones de operación del A.P.S. La UTR alarma este evento y arranca un temporizador para el alimentador afectado. Cuando los elementos de protección involucrados han tenido tiempo (140 seg.) de completar la serie de disparos y recierres programados, se comienza el análisis de la localización de falla, el cual determinará la sección de línea en la cual ocurrió la falla de acuerdo a la información reportada por las μ TR's (ref.16 y 29).

La entrada al algoritmo de localización de fallas es el número de identificación del A.P.S. en el cual ocurrió un cambio no autorizado de las condiciones de operación (detección de sobrecorriente y detección de no-corriente de los A.P.S.) y las salidas son: la sección de línea "con falla", si se determina que la falla es permanente, y una lista de los códigos de identificación de los A.P.S. cuyos detectores de corriente de falla deberán restablecerse por el personal de servicio con el objeto

de dejarlos disponibles para el próximo evento.

La localización de la falla está basada en el hecho de que solamente los detectores de sobrecorriente entre la sección "con falla" y el interruptor y/o restaurador cuya zona de protección incluya a dicha sección detectan las condiciones de operación anormales y que ninguno de los otros detectores de falla en el alimentador las detectan. (Ref. 30).

Como se señaló anteriormente el algoritmo comenzará buscando las condiciones anormales de los A.P.S., y al detectarse una, se arranca un temporizador, con el fin de poder esperar 140 segundos permitiendo de esta manera que el interruptor y/o los restauradores completen su secuencia de recierre normal.

Al finalizar el período de espera, se interrogará por los cambios de estado de los A.P.S. pertenecientes al alimentador en estudio, con el fin de poder determinar posteriormente la correcta operación de los mismos, y se realiza una búsqueda, siguiendo una trayectoria línea abajo de la detección de ausencia de corriente en los A.P.S.

Si ningún A.P.S. tiene fijado el bit de detección de ausencia de corriente, el algoritmo registrará que fué despejada una falla momentánea y desplegará una lista de los códigos de identificación de los A.P.S.s cuyos detectores de falla deberán restablecerse por el operador.

Si algún A.P.S. tiene fijado el bit de detección de sobrecorriente, el algoritmo determinará inicialmente cuales secciones de línea se encuentran desenergizadas y realizará la búsqueda, siguiendo una trayectoria línea abajo de los A.P.S. que tengan fijado el bit de detección de sobrecorriente y/o protección a tierra.

Una sección de línea se determinará como "con -- falla" se se detecta una sobrecorriente y/o protección a tierra en un A.P.S. que precede a una sección de línea, la cual ninguno de los A.P.S. línea abajo, tienen fijado su bit de detección de sobrecorriente y/o protección a tierra.

La figura 4.12 muestra este algoritmo de localización de falla.

Para ilustrar el funcionamiento del algoritmo de localización de falla, discutiremos varios casos de falla en el circuito de distribución, Palmar de Bravo 4030 de la zona Tecamachalco, de la División Centro Oriente de la C.F.E., mostrado en la figura 4.13.

1° CASO.

Ocurre una falla momentánea en la sección de línea "d", la cual es despejada exitosamente.

Quando el algoritmo detecta una condición anormal en los A.P.S. del alimentador en estudio (detección de sobrecorriente de los A.P.S. 3, 5 6 6, 6

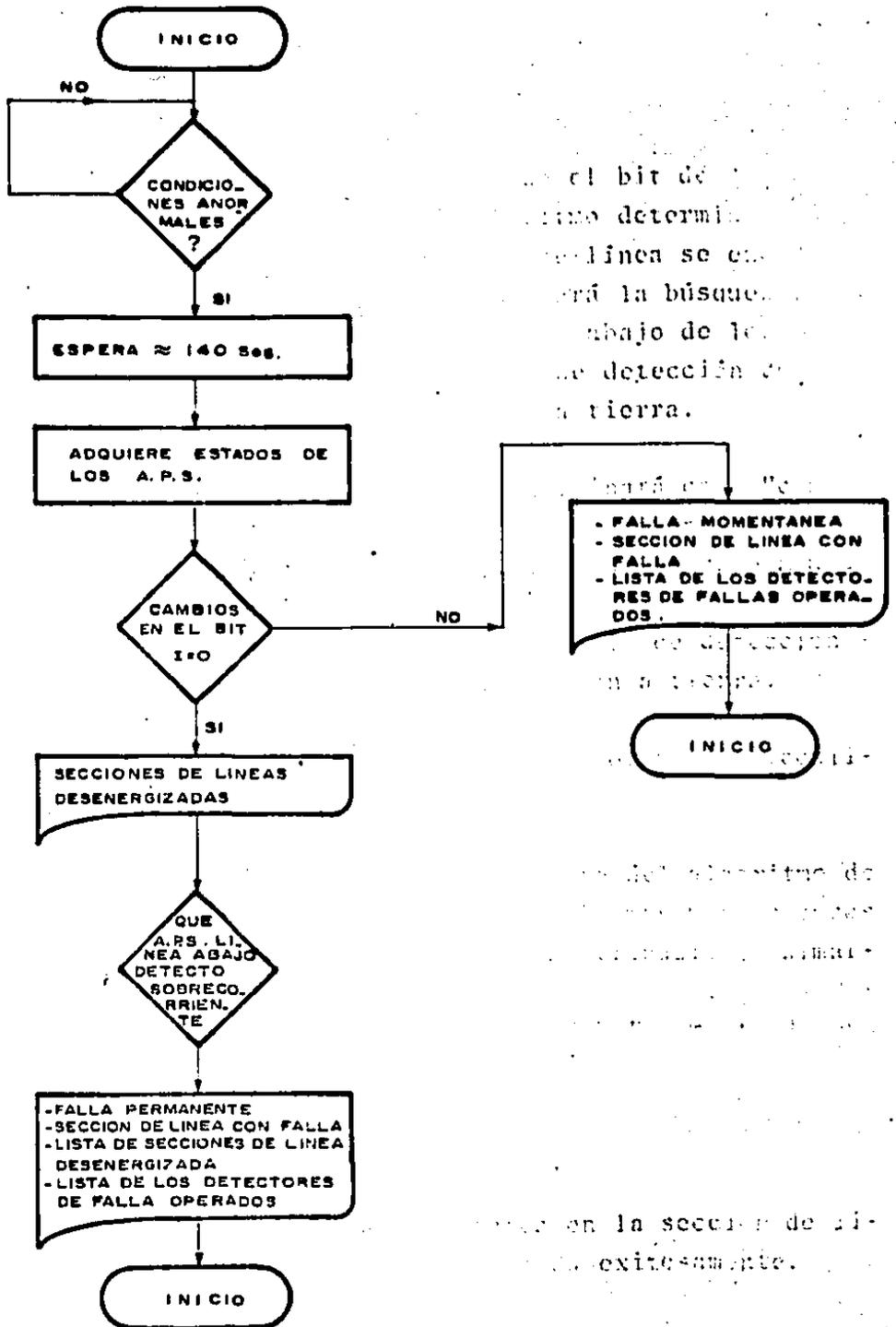


FIGURA 4.12

ALGORITMO DE LOCALIZACION DE FALLA

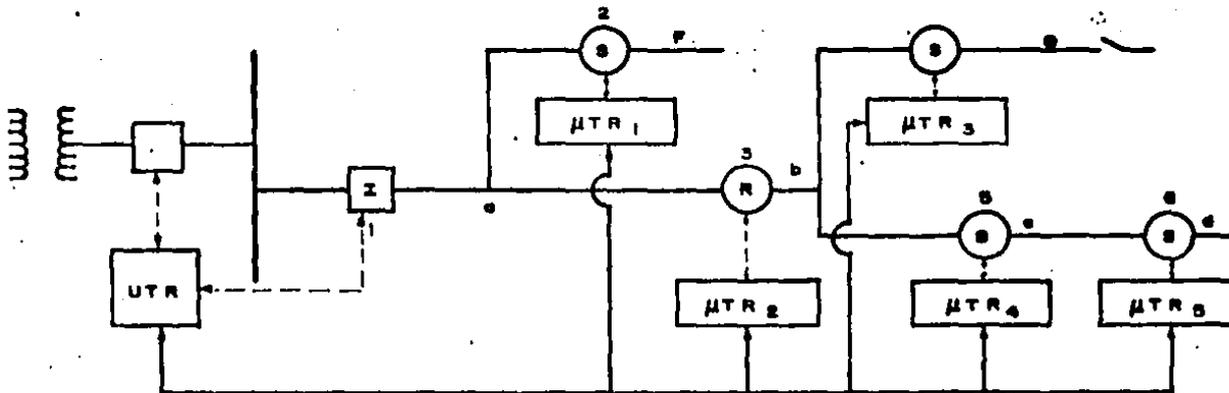


FIGURA 4.13

CIRCUITO PALMAR DE BRAVO 4030 DE LA ZONA TECAMACHALCO DE LA DIVISION
CENTRO ORIENTE DE CFE (MEXICO).

cambio de estado del APS # 3 ó detección de ausencia de corriente de los APS 4, 6 ó 7) arranca un temporizador de 140 seg.

Al finalizar el período de espera el algoritmo pregunta por los cambios de estado ocurridos en los A.P.S., en este caso encuentra que todos los APS están en su posición normal (cerrados), seguidamente realiza la búsqueda de los cambios ocurridos en el bit de detección de ausencia de corriente, encontrando que ningún APS tiene fijado el bit de detección de ausencia de corriente, y en base a esto determina que fué despejada una falla momentánea, desplegando, además, el código de identificación de los siguientes elementos -- 3, 5 y 6.

2° CASO:

Ocurre una falla permanente en la sección "c" la cual es despejada por el correcto disparo del APS # 5.

Al detectar el algoritmo cualquiera de los siguientes eventos: detección de sobrecorriente de los APS # 3 ó 5 ó cambio de estado del APS # 3 ó detección de ausencia de corriente de los A.P.S. 5 ó 6, arranca un temporizador con el fin de esperar 140 seg.

Al finalizar el período de espera el algoritmo pregunta por los cambios de estado ocurridos en los A.P.S., en este caso encuentra que el A.P.S.

5 esta abierto, seguidamente realiza la búsqueda de los cambios ocurridos en el bit de detección de ausencia de corriente, encontrando que los A.P.S. 5 y 6 tienen fijado este bit, con lo cual determina que las secciones de línea "c" y "d" se encuentran desenergizadas, y finalmente realiza la búsqueda línea abajo (desde el APS # 5), de los cambios ocurridos en el bit de detección de sobrecorriente, encontrando que únicamente el APS # 5 tiene fijado este bit, con lo cual determina que la sección de línea "con falla" es la "c" y desplegará el código de identificación de los detectores de corriente de falla de los APS # 3 y 5.

3º CASO:

Ocurre una falla permanente en la sección "d" la cual es despejada por el disparo incorrecto del APS # 5.

Cuando el algoritmo detecta una condición anormal en los A.P.S. del alimentador en estudio (detección de sobrecorriente de los APS 3, 5 ó 6 ó cambio de estado del APS # 3 ó detección de ausencia de corriente de los APS 3, 5 ó 6) arranca un temporizador de 140 seg.

Al finalizar el período de espera el algoritmo pregunta por los cambios de estado ocurridos en los A.P.S. en este caso encuentra que el A.P.S. # 5 está abierto; seguidamente realiza la búsqueda de los cambios ocurridos en el bit de detec-

ción de ausencia de corriente, encontrando que los A.P.S. 5 y 6 tienen fijado este bit, con lo cual determina que las secciones de línea "c" y "d" se encuentran desenergizadas y finalmente realiza la búsqueda línea abajo (desde el APS 5, A.P.S. detectando ausencia de corriente más cercano a la subestación), de los cambios ocurridos en el bit de detección de sobrecorriente, encontrando que además del APS # 5, el APS #6 también tiene fijado este bit, con lo cual determina que la sección de línea "con falla" es la "d" y desplegará el código de identificación de los detectores de corriente de falla de los detectores de sobrecorriente de los APS 3, 5 y 6 y reporta la operación incorrecta del APS 6.

4° CASO:

Ocurre una falla permanente en la sección "d" la cual es despejada incorrectamente por el disparo del APS #5, pero este APS señala que está cerrado, estando en realidad abierto.

El algoritmo que la sección con falla es la "d" de la misma forma que el caso 3° y además determina que la señalización del APS # 5 es incorrecta.

4.4 ESPECIFICACIONES FUNCIONALES DE LOS COMPONENTES BASICOS QUE CONFORMAN EL SUBSISTEMA DE LOCALIZACION DE FALLAS EN LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION.

4.4.1 APARATOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE.

En el método seleccionado para localizar las fallas se ha establecido la necesidad de que las μ TR monitorean los estados de los APS, y las corrientes de fases y la corriente de neutro que circulan por cada uno de los A.P.S. instalados a lo largo de las líneas troncales de los alimentadores (generalmente son: interruptores, restauradores y seccionadores). Por tal razón consideramos de gran utilidad la presentación del siguiente estudio de factibilidad de tomar dichas señales monitoreadas por las μ TR's de los A.P.S. instalados en los alimentadores donde se desea localizar las fallas puesto que en base a él se especificará posteriormente la interfaz requerida para el subsistema de localización de falla.

4.4.1.1 INTERRUPTOR.

Los interruptores son dispositivos de apertura cierre de un circuito eléctrico y que se pueden clasificar por el medio utilizado en la extinción de arco en: gran volumen de aceite, neumáticos o de operación a chorro de aire, de pequeño volumen de aceite, en vacío y de los SF6. Para su operación requieren siempre del siguiente equipo auxiliar: transformadores de corriente (transformadores de voltaje), relevadores, sistema de energía almacenada para apertura y cierre.

CONCLUSION: Todos los interruptores están equipados de transformadores de corriente, los cuales

pueden ser utilizados para monitorear las corrientes requeridas por el método seleccionado y también cuentan con contactos auxiliares disponibles para poder monitorear el estado de dicho aparato.

4.4.1.2 RESTAURADORES.

Los restauradores son dispositivos con los accesorios necesarios para interrumpir sobrecorrientes y recerrar automáticamente un número predeterminado de voces (máximo cuatro). La Figura 4.14 muestra cuatro disparos para la secuencia de operación de un restaurador y en la Figura 4.15 se muestran las características típicas tiempo corriente de un restaurador.

Los restauradores pueden ser clasificados: por su medio de interrupción, por su medio de control y por su número de fases.

Por su medio de interrupción, se dividen en:

- A). Restauradores que utilizan aceite como medio de interrupción, y
- B). Restauradores que utilizan vacío como medio de interrupción.

Por su medio de control se clasifican en:

- A). Restauradores de control hidráulico, los cuales utilizan una bobina solenoide serie para sensar las corrientes, y
- B). Restauradores de control electrónico/releva-

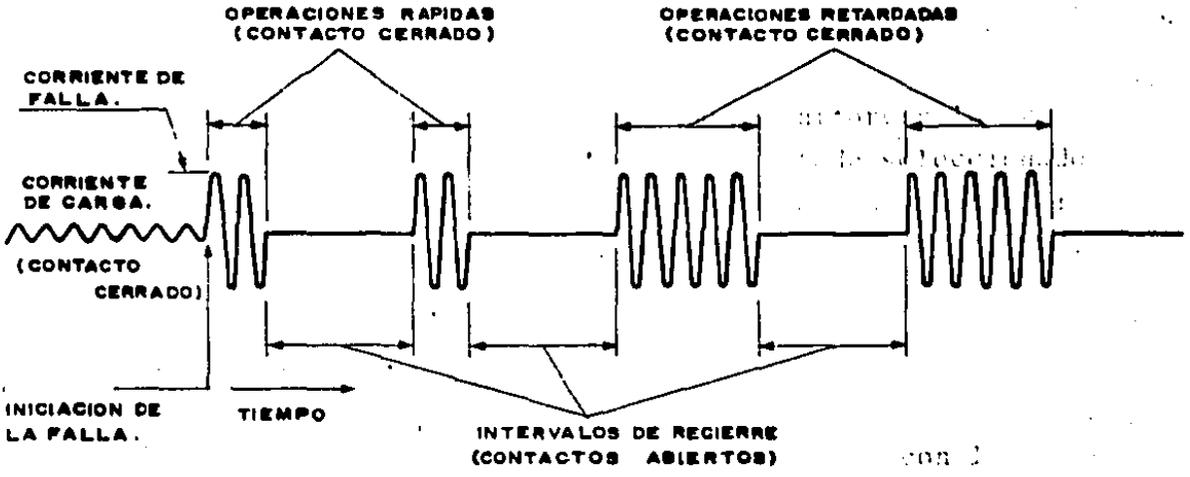


FIGURA 2.14

SECUENCIA DE OPERACION DE UN RELEVADOR

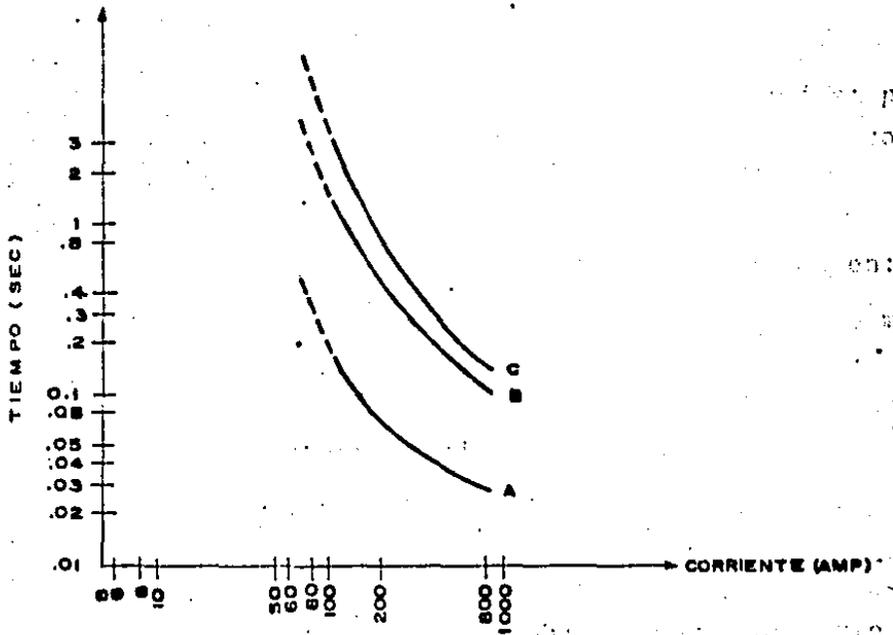


FIGURA 4.15

CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE RAPIDAS Y RETARDADAS

dor, los cuales sensan la sobrecorriente por medio de transformadores de corriente montados internamente.

Y por su número de fase se clasifican en restauradores monofásicos y restauradores trifásicos.

CONCLUSION: Todos los restauradores de tipo electrónico/relevador, están equipados de transformadores de corriente los cuales pueden ser utilizados para monitorear las corrientes requeridas por el método seleccionado y poseen contactos auxiliares disponibles.

Los restaruradores más comunes utilizados en los circuitos de distribución de la CFE, que cuentan con transformadores de corrientes disponibles y contactos auxiliares son:

Mc.Graw Edison: RV, WV, 3H, PH, R, RX, W, KF.

Westinghouse: 400 PR, 560 PR, 400 PR-RC, 560 PR-RC, 400 PR-SC, 560 PR-SC, 560 PRM-SC.

Reyrolle: 11/OYT, 22/OYT

Y los restauradores utilizados en los circuitos de distribución de la CFE que no cuentan con transformadores de corriente disponible son:

McGraw Edison: R, 4H

General Electric: HRI-280, HRI-100, HRI-50,
RH4-100

Multiamp: HR3-280, HR3-100, HR3-50, HRG-100.

4.4.1.3 SECCIONALIZADORES.

Los seccionalizadores son aparatos de protección que aíslan automáticamente una sección con falla de un alimentador de distribución después de que el circuito haya sido desenergizado por un aparato de protección primario, tal como un restaurador o un interruptor.

Los seccionalizadores, en esencia, sensan las sobrecorrientes y registran la cuenta cuando una interrupción de falla ocurre. El aparato abrirá cuando un número preseleccionado de la cuenta ha sido registrado.

Los seccionalizadores no interrumpen la corriente de falla y deben ser usados con un aparato de respaldo que tenga la capacidad de interrumpir la corriente de falla. Los seccionalizadores no tienen característica de tiempo-corriente.

CLASIFICACION:

Los seccionalizadores pueden ser clasificados por su aislamiento, por su medio de interrupción o por su medio de control. El aislamiento y medio de interrupción puede ser aceite, aire o vacío. El control puede ser por una bobina en serie o utilizando transformadores de corriente.

En la práctica, los seccionadores pueden ser clasificados como: hidráulicos, electrónicos, tipo seco y vacío.

NOTA: Los seccionadores más comunes, utilizados en los circuitos de distribución de la CFE, que cuentan con transformadores de corriente y contactos auxiliares disponibles son:

McGraw Edison: GN3, GN3-E, GV, GW.

Y los que no cuentan con transformadores de corriente son:

McGraw Edison: GH

General Electric: Durabute seco, Durabute seco con cámara interruptiva.

4.4.1.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente tienen por finalidad llevar la intensidad de corriente que se desea medir a un valor cómodo para manipular y registrar. Conectados en serie con las líneas de alimentación, están sujetos a las mismas sobre-tensiones y sobreintensidades que ellas (ref.32).

Las especificaciones para los transformadores de corriente utilizados en los sistemas de distribución son:

- Tipo de instalación: de intemperie.
- Tensión nominal de aislamiento: debe ser cuando menos igual a la tensión más elevada del sistema en que se utilice. En el caso particular de los circuitos de distribución de la CFE y CLFC deberían ser de: 2.4 KV, 6.9 KV, 13.8 KV, 23.0 KV y 34.5 KV.
- Realización: los T.C.s pueden estar contruidos con uno o varios circuitos magnéticos, según las necesidades particulares de su utilización.
- Corrientes nominales normalizadas para transformadores de corriente: la corriente nominal de los bobinados primarios y secundarios de un transformador de corriente, son los valores para los cuales los bobinados están diseñados. Las diferentes normas (ANSI, VDE, CEB, CES, etc.), han normalizado los valores de las corrientes primarias y secundarias de los aparatos.
- Corrientes nominal primaria: 300, 400, 600 amp.
- Corriente nominal secundaria: 5 amps (valor normalizado).
- Carga secundaria: es el valor en ohms de la impedancia construida por los instrumentos del secundario, comprendiendo sus conexiones.

La carga secundaria nominal es la impedancia del circuito secundario, correspondiente a la potencia de precisión, bajo la corriente nomi-

nal, por ejemplo, potencia de precisión 50 VA para $I_2 = 5A$

$$Z_2 = \frac{50}{5^2} = 20 \text{ Hm}$$

- Potencia nominal es la potencia aparente en el secundario bajo una corriente nominal determinada, considerando las prescripciones relativas a los límites de errores. Para escoger la potencia nominal de un transformador de corriente, hay necesidad de hacer la suma de las potencias de todos los aparatos que serán conectados en serie con su devanado secundario y tener en cuenta la pérdida por efecto de Joule de los cables de alimentación.

- Clases de Precisión: las clases de precisión normales son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5 dependiendo de las normas usadas.

La clase de precisión se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y frecuencia nominal. Los T.C.s utilizados para protecciones en general (relevadores de sobrecorriente) tienen una clase de precisión de 3-5% (llamada clase C o clase T, por la ANSI).

4.4.2 INTERFAZ DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE CON LAS p.T.R's.

Las señales analógicas de las corrientes de

fase y de neutro, que circulan a través de los A.P.S. son minotireadas por las μ .T.R's a través de los transformadores de corriente asociados con dichos A.P.S's.

A continuación presentamos dos métodos para tomar las señales de esas corrientes de los transformadores de corriente de los A.P.S. monitoreados.

1). METODO SERIE (VER FIGURA 4.16)

El transformador de aislamiento (ref.33) por este método serie, estaría especificado así:

Voltaje del primario: 10 MV RMS

Voltaje del secundario: 0.4 V RMS
(relación de vueltas 1:40)

Frecuencia de operación: 60 H_z

Potencia real o aparente en la carga para condiciones máximas de carga: 50 MW

Voltaje de aislación entre ambos devanados o entre cualquier devanado y el núcleo: 200 V

Factor de potencia de la carga: 1

2). METODO PARALELO (VER FIGURA 4.17)

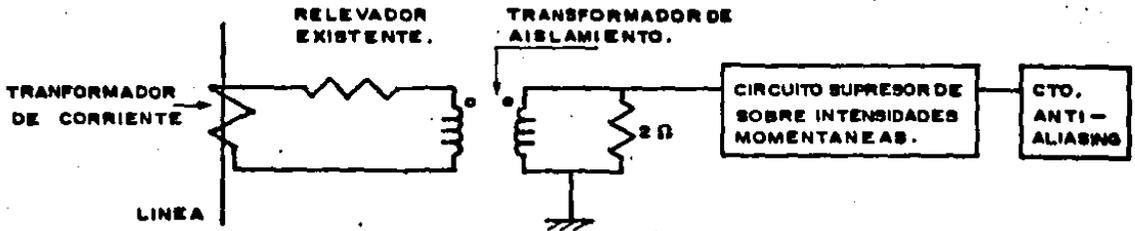


FIGURA 4.16.
CIRCUITO INTERFAZ METODO SERIE

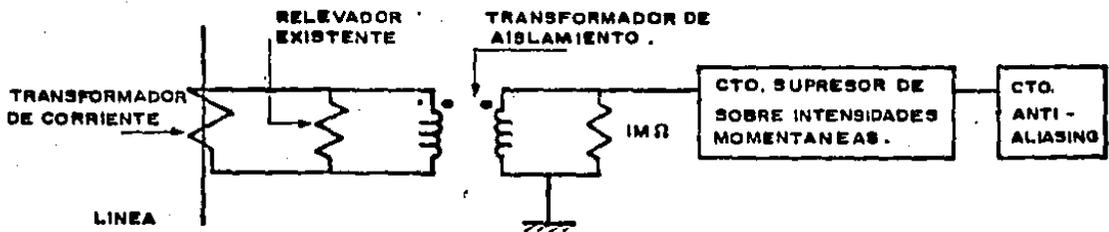


FIGURA 4.17
CIRCUITO DE INTERFAZ METODO PARALELO

El transformador de aislamiento método paralelo estaría especificado de la siguiente forma:

Voltaje primario: 10V RMS

Voltaje del secundario: 5V RMS

(Relación de vueltas 2:1)

Frecuencia de operación: 60 H_z

Potencia real o aparente para condiciones máximas de carga: 10 MW

Voltaje de aislación entre ambos devanados o entre cualquier devanado y el núcleo: 200V

Factor de potencia de la carga: 1

El método paralelo tendría la desventaja de que la señal de voltaje a la entrada del circuito su presor de las sobretensiones momentáneas estaría desfasada con la corriente monitoreada, lo cual en nuestro caso específico no presentaría mayores complicaciones.

El método serie, por su parte, tendría la desventaja de que si por algún motivo se llegara a abrir la resistencia de 2 Ω se destruiría el transformador de corriente a causa de la tensión tan alta que trataría de desarrollarse en su secundario;

4.4.3 ESPECIFICACIONES DE LAS PTR

Las funciones de la PTR indispensables para el subsistema de localización de fallas son:

- 1.- Adquisición de datos (estados y mediciones).

2.- Ejecución del programa de detección de las condiciones de sobrecorriente y ausencia de corriente.

La función de la adquisición de datos consisten: La obtención, organización y transmisión de la información desde y hacia la UTR para su procesamiento.

CARACTERISTICAS DE LA μ TR PARA ADQUISICION DE DATOS.

Las funciones de adquisición de datos necesarias en el subsistema de localización de falla son: ENTRADAS DIGITALES Y ENTRADAS ANALOGICAS.

ENTRADAS DIGITALES

Se originan por el cierre o apertura de contactos de relevadores auxiliares que censan los cambios de estado de los A.P.S.

Tipos de información digital:

- 1.- Estandar
- 2.- Detección momentánea de estado retardado (Latching)
- 3.- Detección de cambio momentáneo (Change-Detect).

ENTRADAS ANALOGICAS

Se originan por la salida del transformador de aislamiento mostrados en la figura 4.15

Los filtros de entrada analógica a la μ TR deberán interfacciar las señales analógicas con las tarjetas relacionadas de la μ .T.R. Además, deberán tener los circuitos necesarios para proteger al equipo contra transitorios, lo mismo que filtrar dicha señal de entrada a una frecuencia de corte de 300 H_z (correspondiente a la frecuencia de muestreo de 720 H_z que deberá usar el convertidor A/D)

La μ TR contará con amplificadores/reguladores y con convertidores A/D de 8 bits con signos.

DESCRIPCION DE LA μ TR.

DIAGRAMA DE BLOQUES.

Los módulos que integran la μ TR se muestran en la figura 4.18

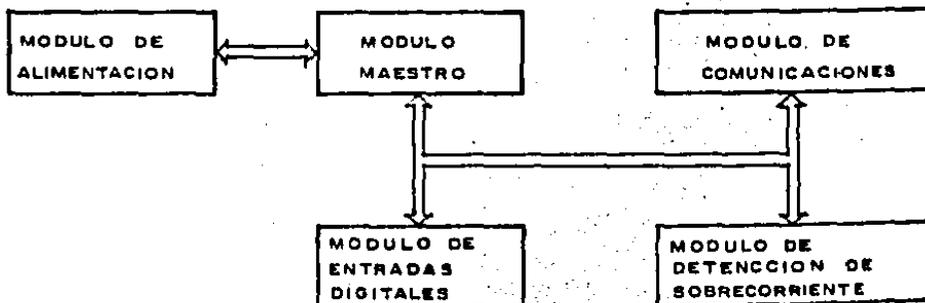


FIGURA 4.18

DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA μ TR

EL MODULO MAESTRO

Efectuará las funciones de control de los demás módulos del sistema.

EL MODULO DE COMUNICACIONES

Efectuará las siguientes funciones:

- 1) Recepción y transmisión de mensajes
- 2) Verificación de la dirección enviada por la UTR para saber si el mensaje está dirigido a esa μ TR, para lo cual calculará y verificará el código ciclico de seguridad para cada mensaje - recibido.

La comunicación entre la UTR (maestra) y la μ TR (remota) se efectuará por medio del protocolo - discutido en la sección 4.3.3.2.

El módulo de comunicaciones incluirá la interfaz RS232-C.

EL MODULO DE ENTRADA DIGITAL

Recibirá la señal digital de un contacto auxiliar del A.P.S. monitoreado, protegerá la μ TR - contra transitorios, y presentará esta señal - digital al módulo maestro cuando sea solicitado por este.

EL MODULO DE DETECCION DE SOBRECORRIENTE.

Las especificaciones de este módulo son:

Número de puntos monitoreados: 4
 Frecuencia de conversión: 720 H_z
 Resolución 8 bits \pm 1/2 bit LSB
 No linealidad \pm 1/2 LSB
 Período de conversión 50 Msec.

Las corrientes de fase y de neutro son obtenidas de los transformadores de corrientes asociados con los A.P.S. monitoreados. Las figuras 4.14 y 4.15 muestran dos formas de aislar las señales de corriente con transformadores de aislamiento.

Estas señales son pasadas a través de circuitos anti-aliasing los cuales constarán básicamente de un filtro pasa bajas (2 polos), con una frecuencia de corte de 300 H_z para satisfacer la condición de Nyquist asociada con la frecuencia de muestreo de 720 H_z.

EL MODULO DE ALIMENTACION.

La fuente de alimentación puede ser 120 VAC de la línea ó un banco de baterías con un voltaje nominal de 12 VDC

ESPECIFICACIONES DE LAS CONDICIONES AMBIENTALES

Temperatura - 20 a 50°C
 Humedad máxima sin condensación 90°C

4.4.4 ESPECIFICACIONES DE LA U.T.R.

Las funciones de la UTR necesarias para el sub-sistema de localización de falla son:

- 1.- Monitorear los puntos de importancia dentro de la subestación.
- 2.- Comunicarse con las μ TRs para poder actualizar la base de datos de dicha subestación.
- 3.- Realizar la detección y la localización de fallas.
- 4.- Comunicarse con la M.Z.S. para reportarle información de importancia (p.e., secciones con falla, etc.)

DESCRIPCION DE LA U.T.R.

DIAGRAMA DE BLOQUES.

Los módulos que integran la UTR se muestran en el diagrama de bloques de la figura 4.19.

La UTR posee un alto grado de flexibilidad y -- expansibilidad a través del uso del concepto -- del BUS DE DATOS, el cual es un medio de comunicación entre los diferentes módulos del sistema.

La operación de la UTR es controlada desde la M.Z.S. de dos maneras:

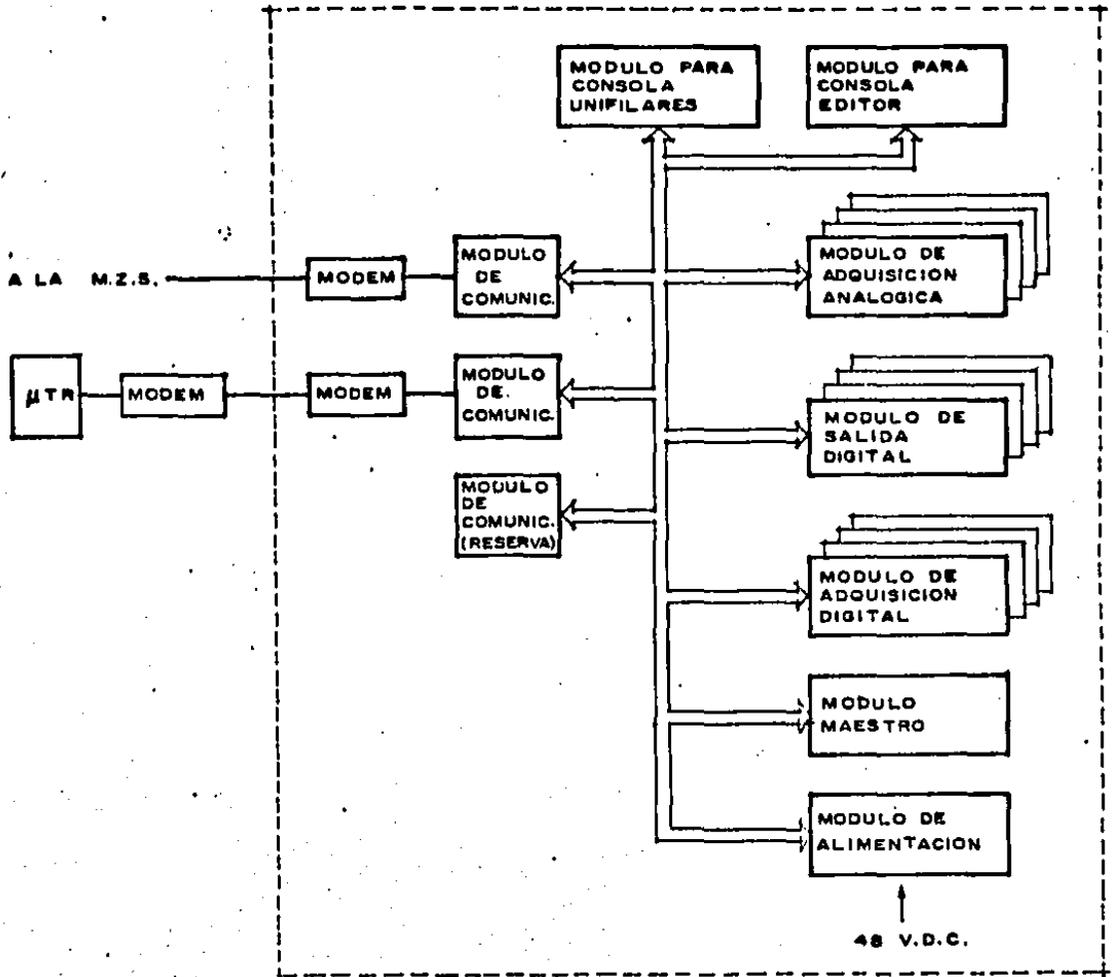


FIGURA 4.19
 DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA UTR.

1) A través de programas y tablas de adaptación, los cuales definen los tipos de los módulos, su frecuencia de exploración para las U.T.R.s. y el procesamiento requerido.

2) A través de interrogaciones periódicas - continuas.

La habilidad de modificar o cargar un nuevo --- software a través de los enlaces de comunicaciones directamente desde la M.Z.S., ofrece una -- conveniencia y flexibilidad que no se encuentra en los sistemas sin esta característica. Nuevos límites (p.e. a los módulos de detección de sobrecorrientes en las M.T.R.s.), nuevas configuraciones (p.e., de los alimentadores en las --- U.T.R.s) y aún nuevos programas de aplicación - pueden ser cargados desde la M.Z.S., sin necesidad de enviar a alguien a cada uno de los sitios remotos.

4.4.5 ESPECIFICACION DE LA OPERACION DEL SUBSISTEMA - DE LOCALIZACION DE FALLAS EN LA UTR.

La figura 4.20 muestra un diagrama de la operación del subsistema de localización de fallas.

El despachador entra, por el programa generador de la presentación visual, la configuración de la red, ó cambios a la configuración existente.

El programa generador de la presentación visual toma su esquema o información obtenida por una-

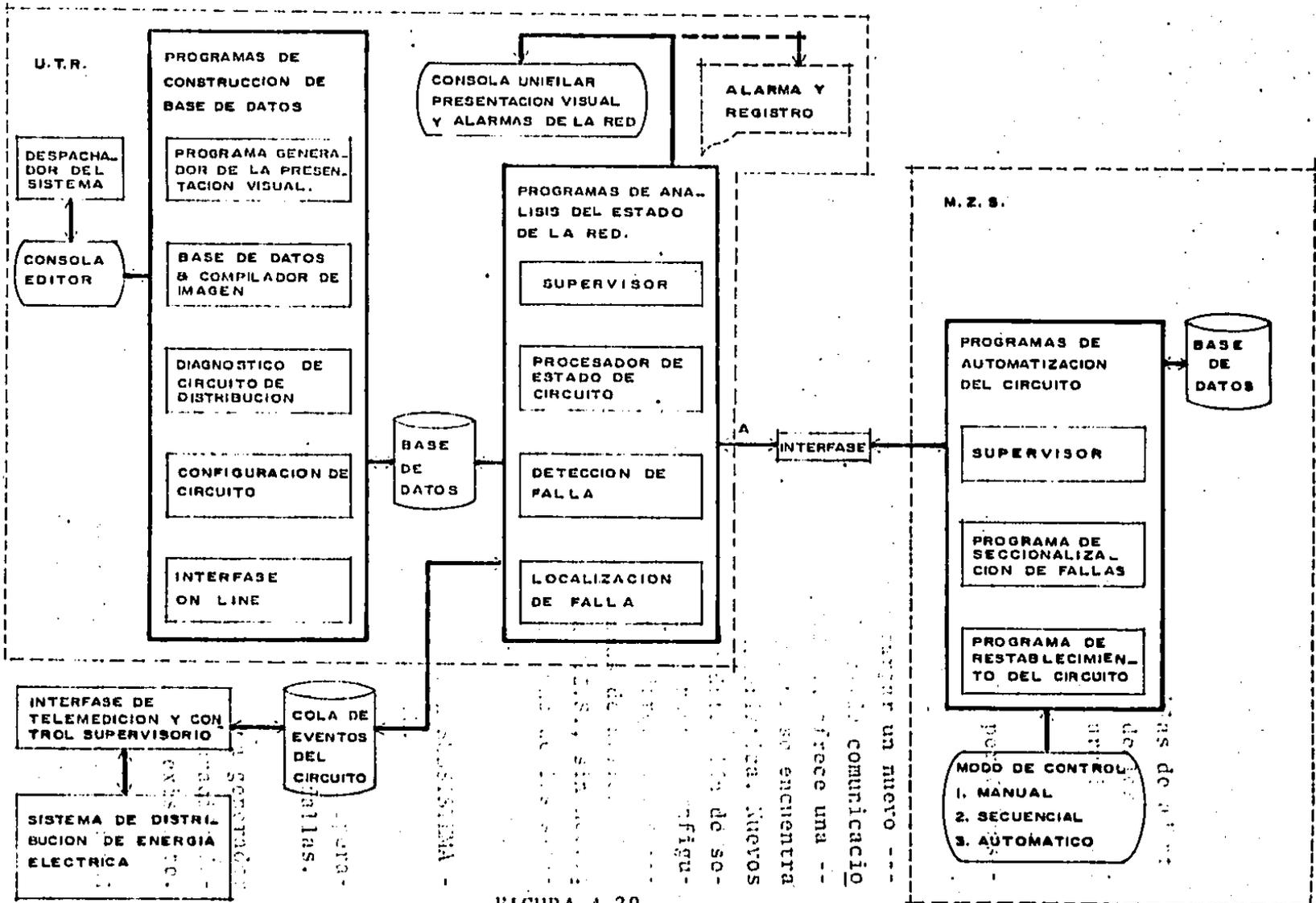


FIGURA 4.20

OPERACION DEL SUBSISTEMA DE LOCALIZACION DE FALLAS EN LA UTR

rutina de preguntas y respuestas y actualiza la base de datos de la configuración del circuito- (Ref. 31). El programa del "supervisorio" procesa los cambios de estados y los inserta apropiadamente en la base de datos. Genera, además, -- alarma en el CRT para las condiciones de apertura de interruptores restauradores ó seccionalizadores en respuesta a las fallas.

El procesador de estado de circuito analiza la información del estado de los A.P.S. y de las secciones de líneas para determinar cuales secciones de línea están energizadas y cuales interruptores ó restauradores de la subestación alimentan cada una de las secciones de líneas. El almacenamiento voluminoso para cada uno de los circuitos debe arreglarse de tal forma, que dicha tarea sea realizada rápidamente con un mínimo de manipulación de datos, utilizando las propiedades de simplificación de la configuración radial.

El programa de detección y localización de fallas localiza la (s) sección (es) de línea (s) con falla y alarma en la presentación visual de tallada cuales secciones están desenergizadas y cuales están clasificadas como "Secciones con Falla" al mismo tiempo que reporta esta información a la M.Z.S. cuando es explorada por ésta.

4.5 METODOS Y MEDIOS DE COMUNICACION

4.5.1 COMPATIBILIDAD DEL SISTEMA Y LAS COMUNICACIONES.

El canal de comunicaciones es una parte esencial tanto para el subsistema de localización de fallas como para todo el esquema de automatización de la distribución de energía eléctrica (Ref.s 34, 35)

El compartir un canal de comunicaciones requiere que todas las funciones sean técnicamente compatibles desde un punto de vista económico-

REQUISITOS DE COMPATIBILIDAD.

a) Capacidad de información.

La transmisión que puede transferir cualquier canal de comunicación está limitada teóricamente.

$$C = B \log_2 (1 + S/N)$$

por consiguiente, todas las funciones que usan el sistema de comunicaciones deben ser compatibles con la capacidad disponible.

b) Modos de falla

Se requiere compatibilidad entre los modos de falla aceptables entre las funciones. Es obvio que se requieren comunicaciones más confiables para implementar control de subestación o de alimentadores que para control de carga residencial.

c) Número de puntos de comunicación.

Debido a la diferencia del número de puntos entre funciones es difícil lograr compatibilidad o sea que un solo sistema de comunicación no puede satisfacer técnicamente los requisitos de todos los niveles económicamente.

4.5.2 ALTERNATIVAS.

4.5.2.1 RADIO

Es el sistema más usado

La tecnología está muy avanzada, así que son predecibles el costo, desarrollo y la compatibilidad.

El costo por punto contralado es menor que para otros sistemas. La flexibilidad del radio es generalmente limitada en cuanto a capacidad de direcciones de receptores. La propagación de la señal es afectada por el terreno u objetos hechos por el hombre.

VENTAJAS.

- a) Comunicación punto a punto
- b) Sólo se requiere equipo terminal
- c) Sistema con la más alta velocidad de comunicación.

DESVENTAJAS

- a) Se puede bloquear la trayectoria de la señal.
- b) Sujeto a interferencia
- c) Mantenimiento por la compañía eléctrica

4.5.2.2 "RIPPLE"

Se ha usado ampliamente en otros países. Usa señales de baja frecuencia superimpuestas en el sistema de la compañía. Ofrece gran flexibilidad, gran confiabilidad de la señal y confiabilidad del equipo similar a radio, sin embargo el costo es más alto.

VENTAJAS.

- a) No se requiere equipo auxiliar

DESVENTAJAS

- a) Sistema unidireccional
- b) Velocidad de transmisión baja

4.5.2.3 "ONDA PORTADORA UNIDIRECCIONAL"

Es similar a "Ripple" pero utiliza una frecuencia más alta, así que la atenuación de las señales es menor. Requiere menor potencia de la señal que "Ripple" para lograr una rela-

ción señal a ruido aceptable.

4.5.2.4 " ONDA PORTADORA BIDIRECCIONAL "

Usa un transceptor en el punto de control que responde a comandos del centro de control. Sistemas de onda portadora normalmente combinan sistemas unidireccionales y bidireccionales de tal manera que el bidireccional de más alto costo se usa sólo cuando se requiere.

DESVENTAJAS.

- a) Considerable equipo auxiliar requerido.
- b) El sistema falla si se caen los postes.
- c) Mantenimiento por parte de la compañía eléctrica.

4.5.2.5 COMBINACION RADIO Y ONDA PORTADORA.

Se usa radio para transmitir a los receptores en los transformadores de distribución y cada receptor envía señales por onda portadora a los puntos individuales de control. Este sistema ofrece capacidad de direccionamiento mayor y es un poco mejor que el uso de radio solamente pero a un costo mayor.

4.5.2.6 TELEFONO.

Es un sistema esencialmente bidireccional que-

utiliza líneas telefónicas existentes como medio para la transmisión de información. El centro de control de la compañía eléctrica se interfacea con una computadora localizada en la oficina central de la compañía telefónica.

VENTAJAS.

- a) Solo se necesita equipo terminal

DESVENTAJAS.

- a) Se tienen que añadir nuevas líneas telefónicas, lo cual es costoso.

4.5.2.7 FIBRAS OPTICAS

VENTAJAS.

- a) Cable con ancho de banda amplio
- b) Cable libre de ruido

DESVENTAJA

- a) Costoso
- b) Tecnología en desarrollo.

C A P I T U L O 5

"ALGORITMO GENERALIZADO PARA LA LOCALIZACION DE FALLAS EN LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION"

5.1 INTRODUCCION

Debido al alto crecimiento de la demanda, el sistema de distribución ha experimentado una tendencia a aumentar los voltajes de distribución primarios de 4 KV a 12 y 23 KV. Con esta tendencia hacia voltajes de distribución más altos, ha venido una correspondiente tendencia hacia subestaciones de mayor capacidad y alimentadores excesivamente cargados.

A medida que aumenta el voltaje de distribución, también aumenta el impacto de cada interrupción, e.g., el número de consumidores por interrupción. Hoy día, existe una gestión creciente hacia el uso de control supervisorio en los alimentadores con el fin de reducir el tiempo de localización y aislamiento de fallas, lo mismo que el tiempo del restablecimiento del servicio a las secciones de línea no afectadas.

En este Capítulo se presenta el algoritmo generalizado de localización de falla junto con la manera de representar los datos requeridos para su aplicación.

5.2 ESTADO DEL ARTE

Para reducir los efectos de la interrupción, se ha usado generalmente la seccionalización automática de la línea troncal del alimentador por medio de interrupto-

res y restauradores, y de los ramales a través de seccionadores y fusibles.

El control supervisorio y los sistemas de adquisición de datos (SCADA) se están instalando, en un número creciente, en las subestaciones de distribución para proveer las ventajas de: exploración continua, mayor velocidad de operación y mayor seguridad. Sin embargo, las funciones están generalmente limitadas a las tradicionales funciones de control, indicación de estado, alarma y telemetría de datos.

Varias compañías de servicio eléctrico (Duquense, North Hydro, ref.16 y 17) han instalado sistemas que extienden el control supervisorio al nivel del alimentador para proveer una localización de falla y un restablecimiento del servicio más rápidos.

5.3 NATURALEZA DEL PROBLEMA

Los beneficios que se alcanzan a través de la capacidad de localizar fallas, seccionarlas y restablecer el servicio a las secciones no afectadas automáticamente, son reconocidos.

La automatización de estas funciones es compleja por muchas razones a saber: las diferentes configuraciones de los alimentadores, los cuales están sujetos a cambios frecuentes; la necesidad de contar con un sistema de comunicación confiable en el nivel de distribución; la instrumentación de los APS a lo largo del alimentador; el acoplamiento entre los alimentadores de varias subestaciones, etc.

Considerando estos factores, es deseable una aproximación a los algoritmos generalizados, los cuales deben operar automáticamente con tanta independencia de dichos factores como sea posible.

Las funciones de la automatización de las redes de distribución tienen varios algoritmos los cuales pueden ser identificados como:

- Localización de falla.
- Aislamiento de la falla.
- Restablecimiento del servicio.
- Reconfiguración del alimentador.

En este trabajo, como se había establecido anteriormente, nos ocuparemos de llevar a la práctica, el algoritmo generalizado de localización de falla en la tarjeta μ M1085 (basada en un microprocesador 8085 (ref.43)) diseñada en el IIE.

5.4 CONFIGURACION DEL SISTEMA DE CONTROL

La aproximación básica utilizada en el desarrollo del algoritmo generalizado de localización de falla fue la separación de los procedimientos de control de los datos del sistema de control, ver Figura 5.1.

Esta aproximación nos permitió desarrollar los procedimientos de control como un algoritmo puro, independiente de los datos específicos al sistema de aplicación del alimentador de distribución.

En el desarrollo del algoritmo puro, sin embargo, fué

necesario establecer la estructura general de los datos antes del desarrollo del algoritmo; esta estructura, que será explicada más adelante, asumió una forma tabular. Además, en vista de la diversidad en las configuraciones de los alimentadores, la formulación del algoritmo fué limitada a una clase definida de los sistemas de alimentadores, los cuales se describen de la siguiente manera:

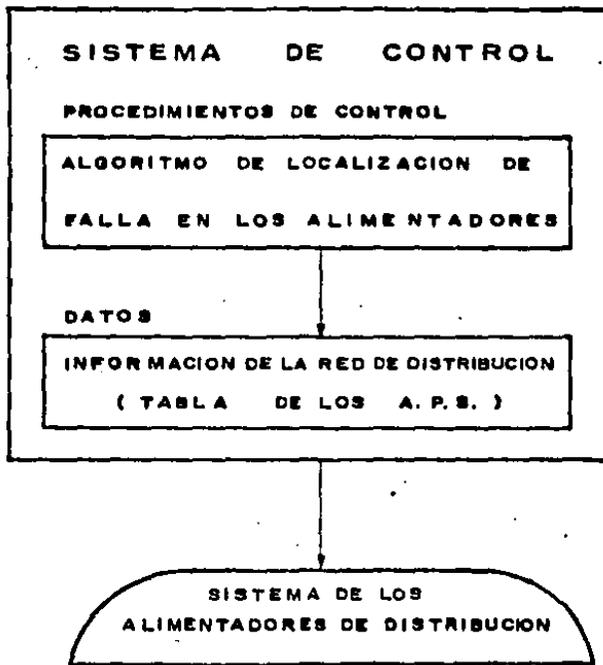
5.4.1 CONFIGURACION DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

El algoritmo fué desarrollado para los sistemas de alimentadores radiales definidos en términos de sus elementos, sus fronteras y la interfaz requerida de control e información al sistema de control. La Figura 5.2 muestra el diagrama unifilar del alimentador Tecamachalco 4030, tomado como base de este trabajo.

El sistema de alimentadores está definido, por lo tanto, por los aparatos de protección de sobrecorrientes (interruptores, restauradores y seccionalizadores) y por las secciones de línea del alimentador.

5.4.2 INTERFAZ DE LA RED DE DISTRIBUCION. TABLA DE LOS APARATOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE (A.P.S.)

Dado que el algoritmo de localización de falla fué desarrollado para una clase general de los sistemas de alimentadores independiente de cualquier alimentador específico, el



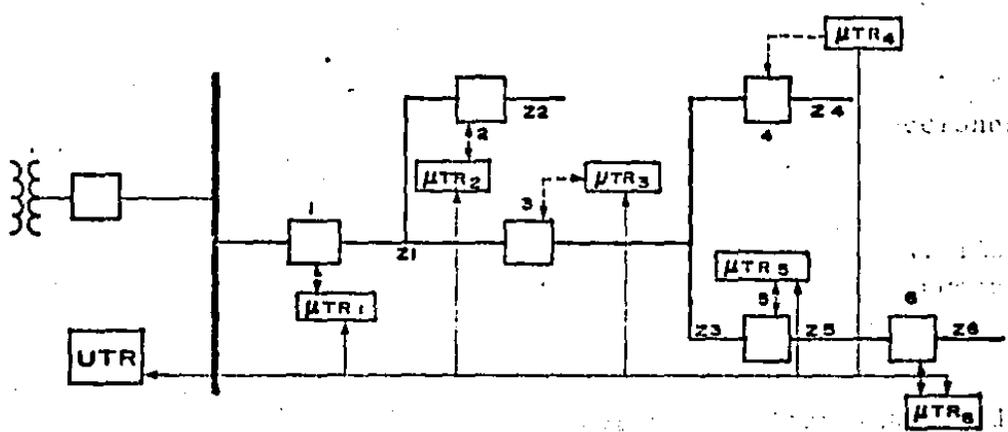
los da-
 -trac-
 una for-
 en las
 malación
 de los
 eriben de

DISTRIBUCION

en los sis-
 definidos en
 anteras y la
 oración
 nistro

FIGURA 5.1

CONFIGURACION DEL SISTEMA DE CONTROL



regiones de
 ...
 DE
 ...
 de fa-
 ...

FIGURA 5.2

CIRCUITO PALMAR DE BRAVO 4030 DE LA ZONA TECAMACHALCO DE LA DIVISION CENTRO ORIENTE (CFE, MEXICO).

algoritmo puro no contiene suficiente información para efectuar dicha localización en un alimentador dado. Por lo tanto, se requiere una interfaz entre el algoritmo puro y el sistema de la red de distribución particular de aplicación. La interfaz consta de una estructura de datos estática (ref.36) denominada "TABLA DE LOS A.P.S." La Figura 5.3 muestra la Tabla de los APS, correspondiente al alimentador Tecamachalco 4030, mostrado en la Figura 5.2.

La Tabla de los APS, se crea asignando un número de identificación, distinto para cada interruptor, restaurador o seccionalizador. La Tabla está indexada de acuerdo a los números de dichos aparatos de protección y la información para cada uno de ellos se completa declarando su función (e.g., interruptor fuente, o restaurador/seccionalizador), su estado de operación original y actual, información sobre la detección de sobrecorriente y de no corriente, una identificación de las secciones de líneas adyacentes y dos indentificadores A y B, los cuales le servirán al algoritmo para crear la estructura de base de datos dinámica tipo árbol binario como se explicará en la sección 5.4.3.

La Tabla de los APS es estática excepto para las columnas de estado actual, detección de sobrecorriente y detección de no-corriente, las cuales se actualizan continuamente. El

| NUMERO APS | INTERRUPTOR FUENTE | ESTADO ORIGINAL | ESTADO ACTUAL | DETECCION DE SOBRE- CORRIENTE | DETECCION DE NO- CORRIENTE | SECCION DE LINEA HACIA ABAJO | SECCION DE LINEA HACIA ARRIBA | A | B |
|---------------|-----------------------|--------------------|------------------|-------------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|---|---|
| 1 | SI | CERRADO | CERRADO | NO | NO | Z1 | Z0 | 0 | 1 |
| 2 | NO | CERRADO | CERRADO | NO | NO | Z2 | Z1 | 1 | 0 |
| 3 | NO | CERRADO | CERRADO | NO | NO | Z3 | Z1 | 0 | 1 |
| 4 | NO | CERRADO | CERRADO | NO | NO | Z4 | Z3 | 1 | 0 |
| 5 | NO | CERRADO | CERRADO | NO | NO | Z5 | Z3 | 0 | 1 |
| 6 | NO | CERRADO | CERRADO | NO | NO | Z6 | Z5 | 0 | 0 |

FIGURA 5.3

TABLA DE LOS APS. BASE DE DATOS ESTATICA CORRESPONDIENTE AL ALIMENTADOR
TECAMACHALCO 4030

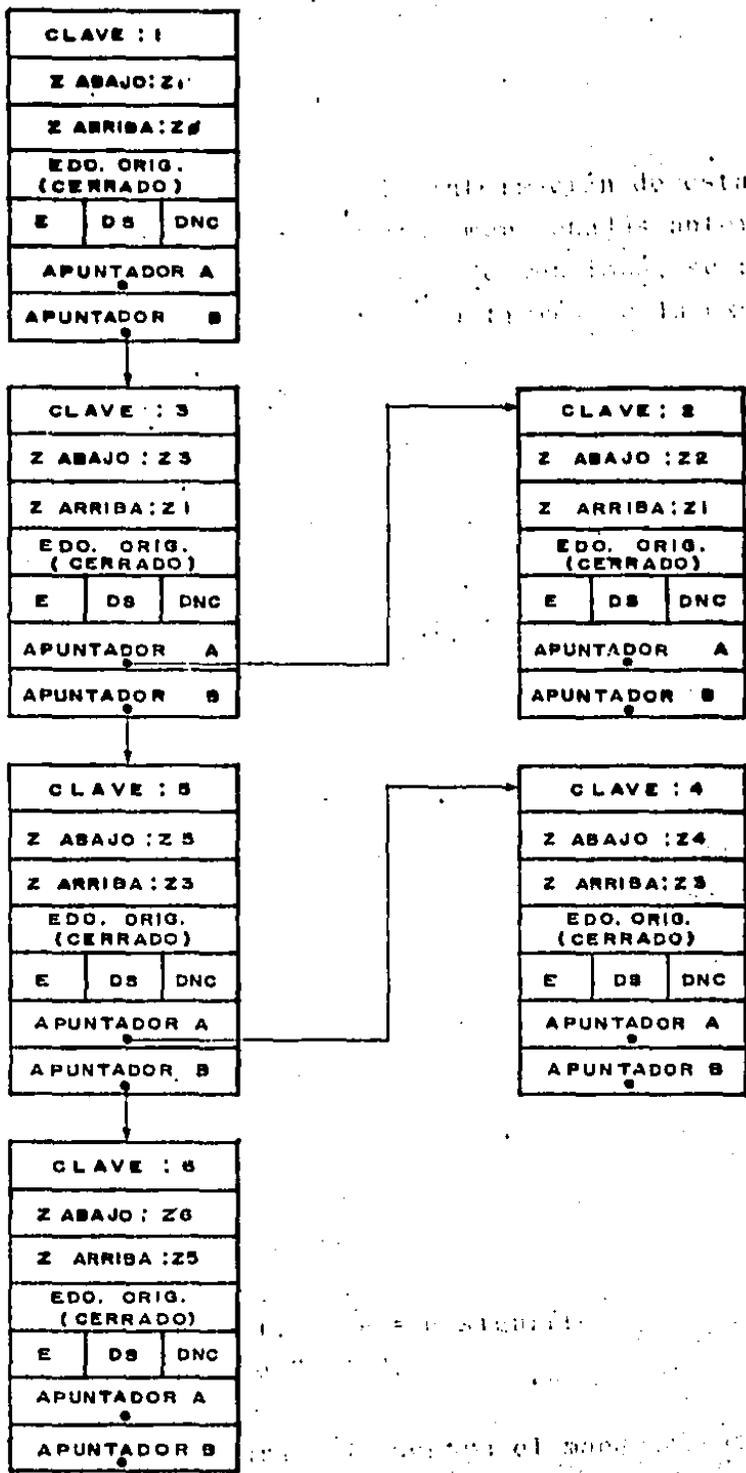
operador provee la información de esta Tabla excepto las columnas mencionadas anteriormente, las cuales, como se mencionó, se actualizan automáticamente a través de la exploración continua.

La Tabla de los APS constituye la única estructura de datos necesaria para aplicarse el algoritmo generalizado de localización de falla.

5.4.3 MAPA DE LOS ALIMENTADORES DE DISTRIBUCION

Para facilitar el cómputo requerido al realizar la localización de falla en los alimentadores de distribución antes de iniciar la búsqueda de la sección de línea con falla se genera, a partir de la Tabla de los APS, una estructura dinámica tipo árbol binario (ref. 37 y 38), denominada "Mapa de los Alimentadores de Distribución", siguiendo el siguiente criterio: todo árbol está compuesto por una jerarquía de elementos denominados nodos. Todo nodo apunta a otro nodo llamado "HERMANO" si $A = 1$; si $A = 0$ significa que dicho nodo no tiene "HERMANO". De igual forma, todo nodo apunta a otro nodo llamado "HIJO" si $B = 1$, si $B = 0$ significa que dicho nodo no tiene "HIJO".

La Figura 5.4 muestra el mapa del alimentador Tecamachalco 4030, generado a partir de la Tabla de APS de la Figura 5.3.



... de esta Tabla
 ... anteriormente
 ... se actuali-
 ... la salida

...
 ...
 ...

FIGURA 5.4

MAPA DEL ALIMENTADOR TECAMACHALCO 4030
 ESTRUCTURA DINAMICA TIPO "ARBOLE BINARIO" CORRESPONDIENTE
 AL CIRCUITO TECAMACHALCO 4030

La propiedad más interesante y original de la estructura dinámica tipo árbol binario es el empleo de la recursión, puesto que con dicha propiedad conseguimos generar un número infinito de nodos por medio de una proposición finita, obteniendo de este modo que el algoritmo de localización de falla sea también independiente del número de APS conectados a una sección de línea específica.

5.4.4 TAMAÑO DE LA BASE DE DATOS

Toda la información requerida por el algoritmo de localización de falla está contenida en la base de datos estática, Tabla de los APS, cuyo tamaño es una función del número total de APS y de las secciones de líneas; dicho tamaño variará de acuerdo a la organización de la base de datos.

5.5 LENGUAJE DE PROGRAMACION

El lenguaje de programación seleccionado en este trabajo fue PASCAL, ya que abarca de una manera coherente los conceptos de: programación estructurada, estructura de datos estática, estructura de datos dinámica y recursión (ver Apéndice D), inherentes a este programa (algoritmo más estructura de datos).

5.6 DESCRIPCION DEL ALGORITMO

El algoritmo generalizado de localización de falla se utiliza para determinar la sección de línea en la cual

ocurrió una falla.

Como se anticipó en la sección 4.3.7, la entrada a este algoritmo es el número del APS en el cual ocurrió un cambio no autorizado de las condiciones de operación (detección de sobrecorriente, detección de no corriente) y las salidas son: la sección de línea con falla, una lista de las secciones desenergizadas y una lista de los APS que detectaron sobrecorriente.

El funcionamiento del algoritmo es el siguiente:

La UTR estará siempre explorando cíclicamente a las UTR's, correspondientes al alimentador, ver Figura 5.2, con el fin de tener actualizada la Tabla de los APS asociada. Cuando se detecta una condición anormal (detección de sobrecorriente o detección de ausencia de corriente no autorizada) se esperan 140 segundos (o el tiempo necesario para que los APS involucrados completen su serie de disparos y recierres programados), al cabo de los cuales se actualiza la Tabla de los APS del alimentador afectado (Figura 5.3) y se genera, a partir de esta Tabla, el mapa del alimentador (Figura 5.4) de acuerdo al criterio explicado en la sección 5.4.3.

Seguidamente, el algoritmo se limitará a realizar una búsqueda de árbol (ref. 37 y 38) siguiendo una trayectoria línea abajo (desde el interruptor fuente) de la detección de ausencia de corriente. Si algún APS tiene fijado el bit de detección de no corriente, el algoritmo registrará que fue despejada una falla momentánea. Si algún APS tiene fijado este bit de detección de no corriente, el algoritmo registrará que ocurrió una falla permanente y despliega una lista de las secciones

de línea desenergizadas.

En cualquiera de los dos casos el algoritmo realiza, además, una búsqueda de árbol siguiendo nuevamente una trayectoria línea abajo (desde el interruptor fuente) de los APS que tengan fijado el bit de detección de sobrecorriente y/o protección a tierra.

Una sección de línea se determina como "con falla" si se detecta una sobrecorriente y/o protección a tierra en un aparato de protección de sobrecorriente que precede a una sección de línea, la cual ninguno de los APS línea abajo, tengan fijada el bit de detección de sobrecorriente y/o protección a tierra.

5.6.1 CARACTERÍSTICAS DEL ALGORITMO

Las características de este algoritmo generalizado de localización de falla son:

- El algoritmo y la base de datos relacionada son generales en naturaleza, permitiendo configuraciones de alimentadores que tengan cualquier número de APS y secciones de líneas.
- Cada sección de línea puede ser conectada a cualquier número de APS.
- Se debe trabajar con alimentadores radiales.

5.6.2 VENTAJAS DEL ALGORITMO

- El algoritmo es aplicable sin modificación a cualquier configuración de alimentador de

distribución que reúna las características mencionada anteriormente.

- El algoritmo está diseñado de tal forma que únicamente se requiera una copia de él, para cualquier número de alimentadores.
- Para adicionar o eliminar aparatos de protección de sobrecorriente o secciones de línea, se requiere únicamente realizar cambios en la Tabla de los APS.

5.7 IMPLANTACION DEL PROGRAMA DE LOCALIZACION DE FALLA EN LA TARJETA μ M1085

El programa de localización de falla (algoritmo más estructurado de datos) se codificó como ya mencionamos, en el lenguaje de alto nivel PASCAL, se probó y depuró en el computador VAX-11. Posteriormente en virtud de que el lenguaje PASCAL es estándar (ref.40), se utilizó el compilador PASCAL-8085 (ref. 41 y 42) del sistema de desarrollo Hewlet Packard 64000 para pasar dicho programa a lenguaje ensamblador 8085, con lo cual se consiguió llevarlo a la práctica en la tarjeta μ M1085.

En el siguiente Capítulo se describe el resultado de la aplicación del programa de localización de falla (implantado en la tarjeta μ M1085) en el alimentador (simulado) Tecamachalco 4030.

C A P I T U L O 6

"IMPLANTACION Y PRUEBAS DEL ALGORITMO GENERALIZADO DE LOCALIZACION DE FALLAS EN LA μ IM-1085"

6.1 INTRODUCCION

En este Capítulo se presenta inicialmente la descripción del sistema de control supervisorio desarrollado para efectuar las pruebas de la aplicación del algoritmo generalizado de localización de fallas en el alimentador Palmar de Bravo 4030 de la Zona Tecamachalco, perteneciente a la División Centro Oriente de CFE. Posteriormente se muestran los resultados de las pruebas realizadas, simulando diferentes casos de falla en distintas secciones de línea del alimentador en mención.

6.2 DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA UTILIZADO PARA LAS PRUEBAS

A continuación se describen las partes que integran el sistema utilizado para probar el algoritmo de localización de falla (ver la Figura 6.1) y posteriormente se presenta la interacción del operador con este sistema.

6.2.1 UNIDAD TERMINAL REMOTA (U.T.R.)

La UTR está compuesta básicamente de una unidad de cómputo, una consola y un modem.

6.2.1.1 UNIDAD DE COMPUTO

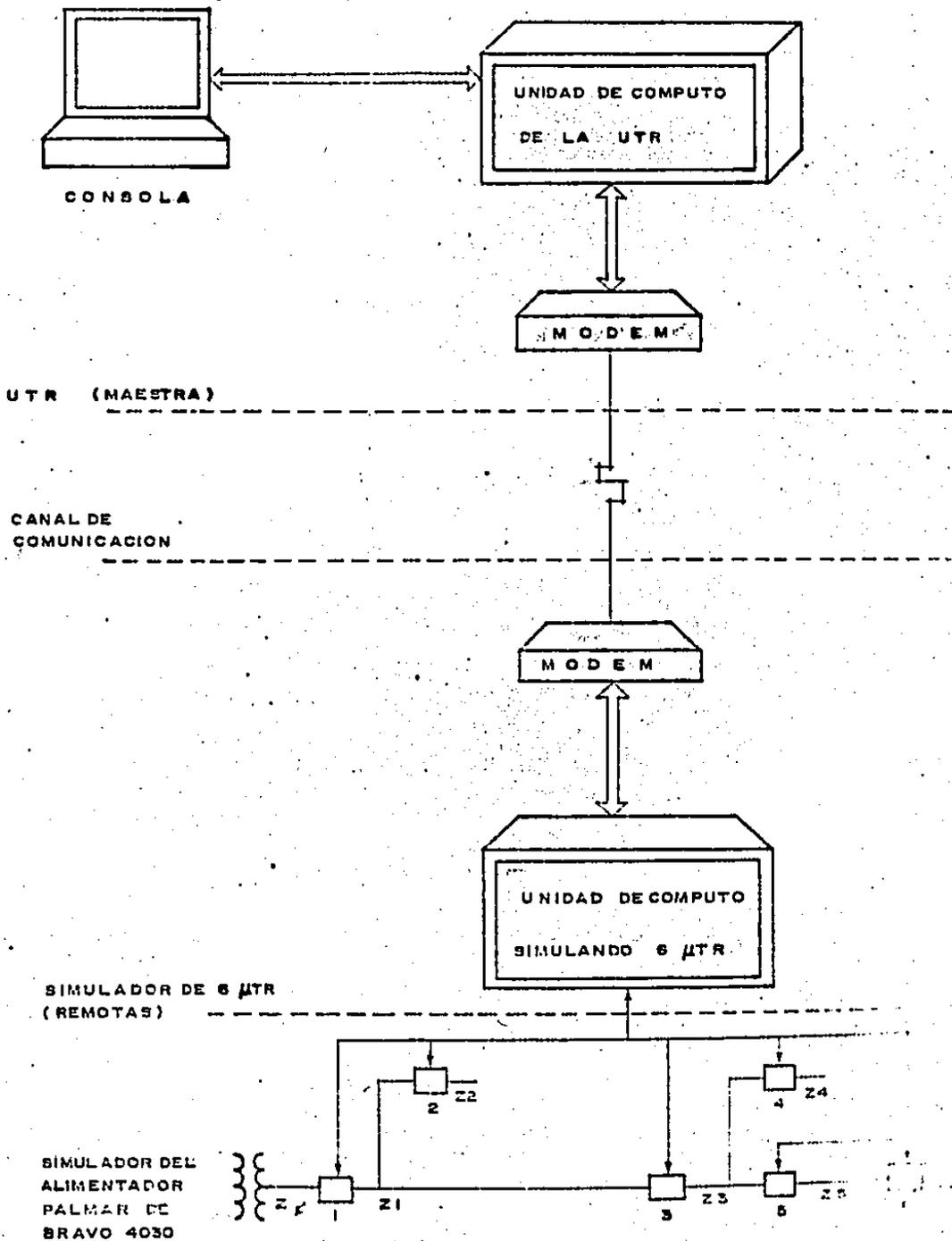


FIGURA 6.1 (a)
COMPONENTES DEL SISTEMA UTILIZADO PARA LAS PRUEBAS.

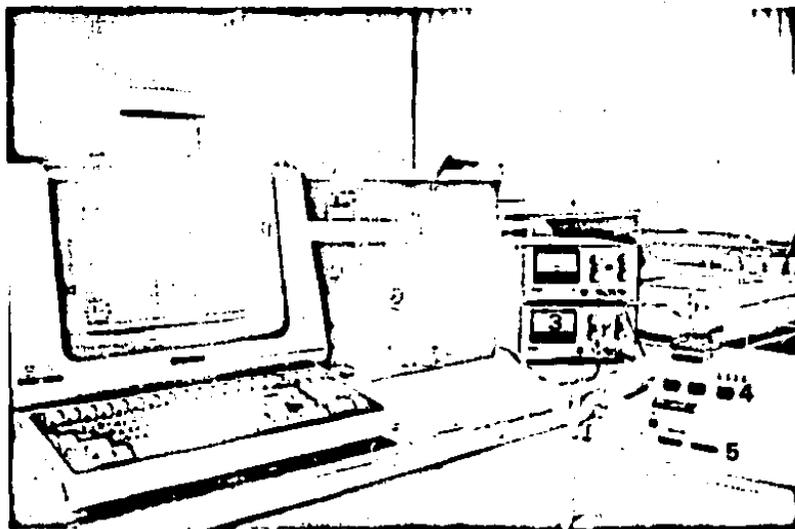


FIGURA 6.1. (b)

VISTA FRONTAL DEL SISTEMA UTILIZADO PARA LAS PRUEBAS.

- 1 = Consola
- 2 = Unidad de cómputo de la UTR
- 3 = Fuente de alimentación
- 4 = Simulador de las 6 TRs
- 5 = Simulador manual del alimentador PALMAR DE BRAVO 4030

En la unidad de cómputo se llevan a cabo las funciones básicas que ejecuta la UTR, las cuales son:

- a. Las que conciernen esencialmente al proceso de control supervisorio (la exploración continua de las seis μ TR's distribuidas a lo largo del alimentador y la actualización de su base de datos).
- b. Las que permiten realizar la localización de fallas en el alimentador.
- c. Las que permiten el manejo de la interfaz hombre-máquina tales como: despliegues y teclado.

La unidad de cómputo está formada por dos módulos interconectados a través de un "bus" común, denominado INTERBUS, ver Figura 6.2 y 6.3 los cuales llevan a cabo las siguientes operaciones:

1. Módulo Maestro, tarjeta μ IM 1085. Este módulo se encarga de: controlar el sistema de la UTR, ejecutar el proceso central, ejecutar el algoritmo de localización de fallas y manejar la consola. (VER FIGURA 6.4)
2. Módulo de Comunicaciones, tarjeta μ IM 800. Este módulo se encarga de la operación del MODEM (transmisor-receptor), del manejo del protocolo de comunicaciones y de la adquisición de datos de las μ TR's. (VER FIGURA 6.5)

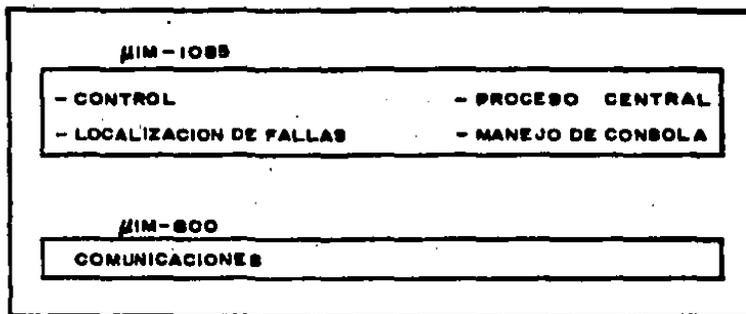
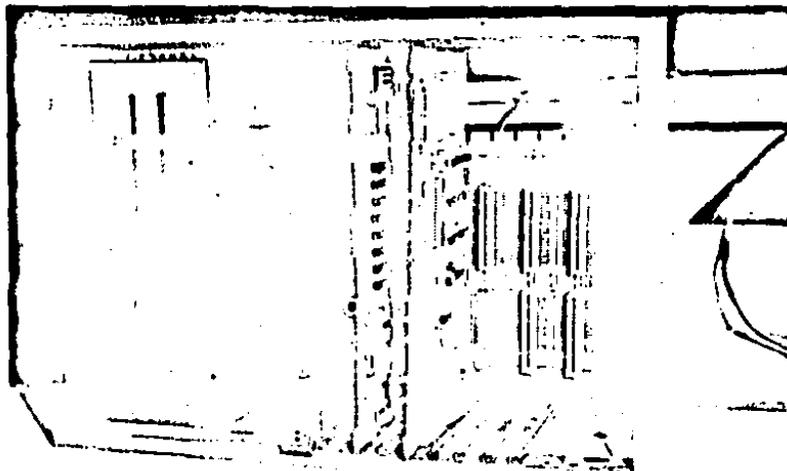


FIGURA 6.2

UNIDAD DE COMPUTO DE LA U.T.R.



- | | |
|--|---|
| <p>A.. FUENTE DE ALIMENTACION.</p> <p>B.. ENCENDIDO SWS</p> <p>C.. INTERRUPTOR DE RESTABLECIMIENTO.</p> <p>D.. MULTICONTACTO PLANO (26 VIAS) CONSOLA.</p> <p>E.. MIM-1085 (MODULO MAESTRO)</p> | <p>F.. MIM-800 (MODULO DE COMUNICACIONES)</p> <p>G.. CONECTOR TIPO "D" (25 VIAS) MODEM</p> <p>H.. INTERBUS</p> <p>I.. CHASIS</p> <p>J.. ALIMENTACION 48 VDC</p> |
|--|---|

FIGURA 6.3

VISTA FRONTAL DEL CHASIS DE LA U.T.R. (UTILIZADO PARA LAS PRUEBAS) CON SUS MODULOS CORRESPONDIENTES.

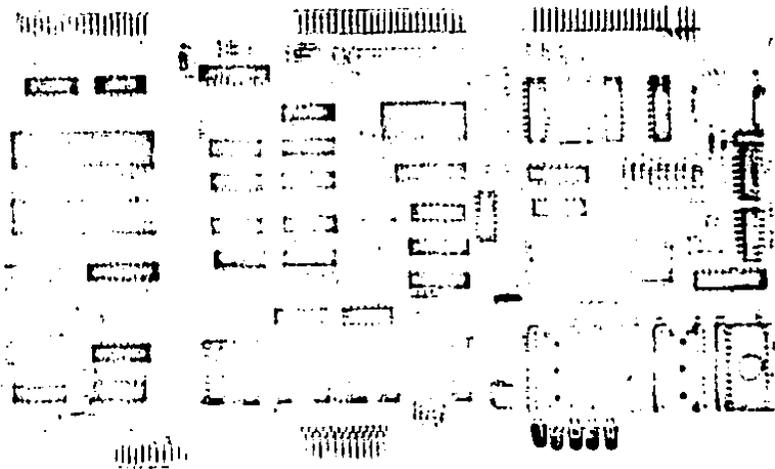


FIGURA 6.4
VISTA FRONTAL DE LA TARJETA MIM 1085 (MODULO MAESTRO)

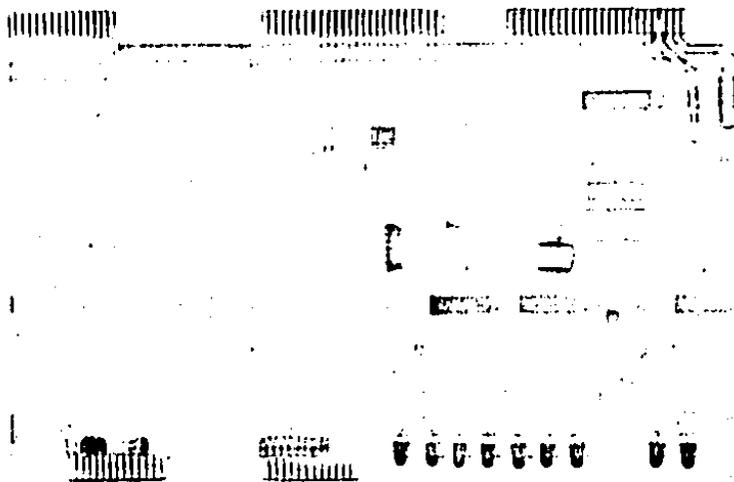


FIGURA 6.5
VISTA FRONTAL DE LA TARJETA MIM 800 (MODULO DE COMUNICACIONES)

6.2.1.2 CONSOLA

El propósito de la consola es el de establecer una comunicación operador-sistema y viceversa (ref. 45).

La consola cuenta con un teclado y una pantalla. El teclado es el elemento mediante el cual el operador entabla una comunicación con la unidad de cómputo de la UTR, dicha comunicación se hace en base a comandos pre-establecidos, los cuales indican al sistema la acción que el operador, le está solicitando.

La pantalla es el medio que utiliza la unidad de cómputo para indicarle al operador: los comandos pre-establecidos, el estado general de la red y el resultado de la localización de falla.

6.2.1.3 MODEM

La comunicación de la UTR con el simulador de las seis μ TR se realiza a través de un MODEM tipo FSK, con velocidad de transmisión de 1.200 bauds, utilizando un canal compartido serie (ref. 46).

6.2.2 CANAL DE COMUNICACION

En este sistema se utilizó un canal telefónico de dos hilos para comunicar la UTR con el simulador de las seis μ TR's.

6.2.3 SIMULADOR DE LAS SEIS μ TR'S

El simulador de las seis μ TR's está formado por una unidad de cómputo y un modem.

1. UNIDAD DE COMPUTO

La unidad de cómputo simula las seis μ TR que deben ser instaladas en cada uno de los APS del alimentador Palmar de Bravo 4030, ver Figura 6.1. Esta unidad de cómputo identifica la dirección de la μ TR transmitida por la UTR con el fin de realizar la adquisición de los bits de estado, de no corriente y de sobrecorriente del aparato de protección de sobrecorriente correspondiente a dicha dirección y enviárselos a la UTR. En este caso se simulan seis μ TR's con sus correspondientes direcciones y datos asociados. (Ver figura 6.6)

2. MODEM

El modem utilizado para comunicarse con la UTR es del tipo FSK, canal compartido con velocidad de transmisión hasta de 1.200 bauds.

6.2.4 SIMULADOR DEL ALIMENTADOR PALMAR DE BRAVO 4030

La simulación del alimentador Palmar de Bravo 4030 se realizó de la siguiente manera:

1. NODO MANUAL

Por medio de microinterruptores se simulan.

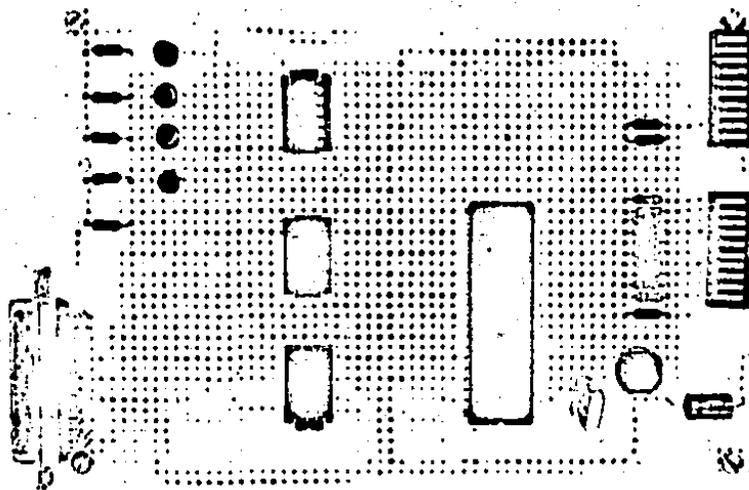


FIGURA 6.6

VISTA FRONTAL DEL SIMULADOR DE LAS 6 μ TR INCLUYENDO
EL SIMULADOR MANUAL DEL ALIMENTADOR PALMAR DE BRAVO 4030.

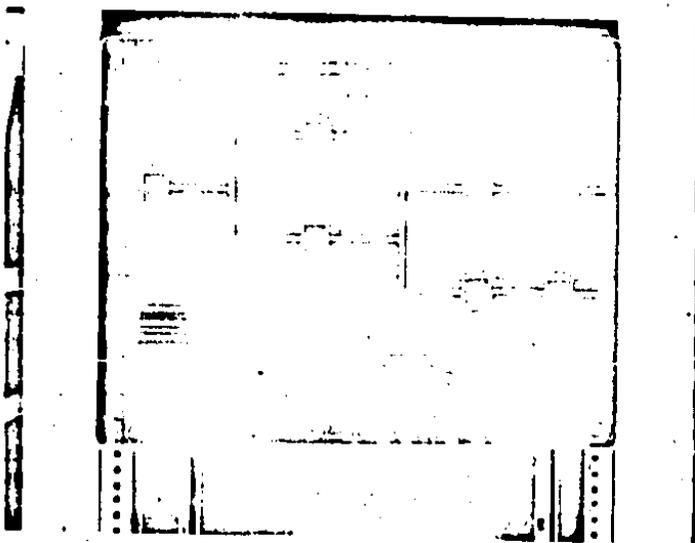


FIGURA 6.7

VISTA FRONTAL DEL TABLERO MIMICO DEL SIMULADOR AUTO-
MÁTICO DEL ALIMENTADOR PALMAR DE BRAVO 4030.

manualmente el estado, la detección de sobrecorriente y la detección de no-corrriente de cada uno de los aparatos de protección de sobrecorriente.

2.. MODO AUTOMATICO

Por medio del COSEX, controlador de secuencias (ref.47) se realiza una simulación dinámica de las operaciones de los APS involucrados en las fallas introducidas manualmente en cualquiera de las secciones de línea del alimentador, a través de un pánel mímico (ver Figura 6.7).

6.2.5 INTERFAZ HOMBRE-MAQUINA

En esta sección se hace referencia a todo cuanto interviene en el proceso hombre-máquina, directa o indirectamente en el sistema de prueba.

En este proceso se encuentran: interruptores, conectores, teclado y pantalla de la consola, indicadores luminosos, etc.

6.2.5.1 UNIDAD DE COMPUTO DE LA UTR

Los dispositivos a los que tiene acceso el operador ubicados en el módulo de la unidad de cómputo (ver Figura 6.3) son:

- a. Encendido: interruptor de "empuje" situado en la parte frontal del pánel.

- b. Restablecimiento: interruptor de empuje colocado en el centro de la tarjeta μ IM 1085.
- c. Conector tipo "D" (25 vías); ubicado en la parte superior de la tarjeta μ IM 800, utilizado para enlazar la unidad de cómputo con el modem.
- d. Multicontacto plano (26 vías): ubicado en la parte superior de la tarjeta μ IM 1085, y se utiliza para enlazar la unidad de cómputo con la consola.

6.2.5.2 CONSOLA

Como mencionamos anteriormente, la consola es el medio para enviar y recibir información.

En esta sección se describe inicialmente el formato que se despliega en la pantalla cuando el sistema está en operación, y posteriormente se explican los comandos con los cuales se obtienen la comunicación hombre-máquina.

DESPLIEGUE EN PANTALLA

El despliegue que se efectúa en la pantalla consta de tres secciones, ver Figura 6.8, a saber:

SECCION A: Despliega el nombre y el diagrama unifilar del alimentador.

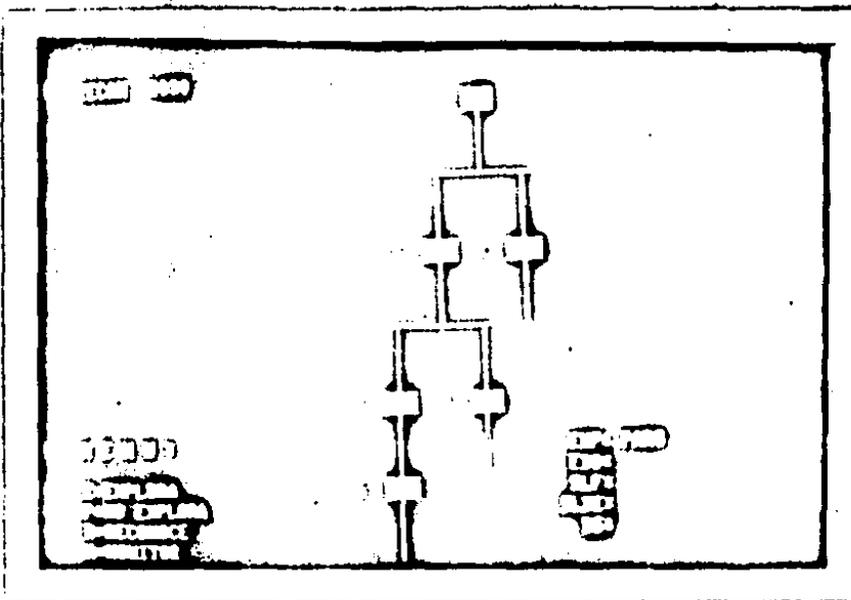


FIGURA 6.4
DESPLIEGUE DE LA PANTALLA AL ENCENDERSE EL SISTEMA

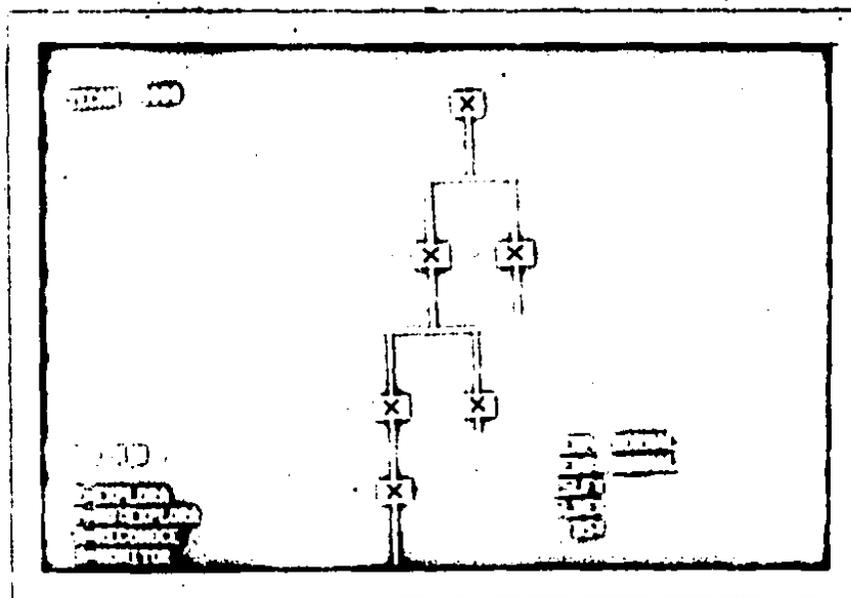


FIGURA 6.5
DESPLIEGUE DE LA PANTALLA AL INTRODUCIR EL COMANDO "E",
INMEDIATAMENTE DESPUES DE HABERSE ENCENDIDO EL SISTEMA.

SECCION B: Despliega el menú de los comandos disponibles por el operador.

SECCION C: Es el área de relatorio del estado del sistema, cuyas variables son:

EXP: Despliega el estado en que se encuentra la exploración, de la siguiente manera:
"PARO" significa que el sistema no está explorando a las WTR's, "NORMAL" significa que el sistema se encuentra explorando a las WTR's.

EDO: Reporta el estado del alimentador del siguiente modo: "ALARMA"(intermitente) si ha ocurrido una condición anormal en el alimentador (detección de no corriente no autorizada o detección de sobrecorriente en cualquiera de los APS monitoreados); "FALLA MOMENTANEA" o "FALLA PERMANENTE": cuando se termina de ejecutar el algoritmo de localización de falla; "NORMAL" (despliegue permanente): cuando no existe condiciones anormales o después de que el operador haya reconocido un reporte de falla; "NORMAL" (intermitente): cuando se restablecen las banderas de sobrecorriente y/o condición de no-corriente en los APS del alimentador.

SLF: Despliega la sección de línea en la cual ocurrió la falla, la cual es la sección línea abajo correspondiente al número del APS reportado.

SLDE: Despliega las secciones de línea desenergizadas.

DS: Despliega los APS que detectaron sobreco-
rriente, cuya bandera es necesario resta-
blecer por una brigada de trabajo.

EDICION DE COMANDOS

Para la edición de comandos se cuenta con un teclado alfanumérico mediante el cual se pueden insertar los caracteres que representan los comandos admitidos por el sistema, los cuales son:

E : EXPLORA

P : NO EXPLORA (paro)

R : RECONOCE

A : MONITOR

Ahora bien, al encenderse el sistema de despliegue en la pantalla la información mostrada en la Figura 6.8 y el sistema entra al modo "PARO".

COMANDO E: Mediante este comando se ponen en exploración las seis UTR's supervisadas por la UTR y se refresca la pantalla, ver Figura 6.9 .

Quando se introduce una falla en cualquiera de las secciones de línea a través del simulador manual (o dinámico) del alimentador Palmar de Bravo 4030, aparece en la sección "C" de la pantalla que el estado del circuito alimentador está en "ALARMA" y 40 segundos (el tiempo reque-

rido para que los APS involucrados en la falla completen su serie de recierres programados) después se despliega en esta misma sección el resultado de la localización de falla el cual se describirá más adelante.

COMANDO R: Mediante este comando, el operador reconoce la falla, al mismo tiempo que se despliega que el estado del circuito es normal y desaparece el número de la sección de línea con falla y las secciones de línea desenergizadas.

COMANDO A: Con la inserción del comando A cambia la operación del sistema del modo "PARO" o modo "NORMAL" a modo "MONITOR". Estando en el modo "MONITOR" se puede retornar al modo "PARO" insertando nuevamente el comando A.

COMANDO P: Este comando se emplea cuando se quiere pasar el sistema de modo "NORMAL" al modo "PARO".

6.3 DESCRIPCION DEL HARDWARE DEL SISTEMA

En esta sección se presenta la descripción del hardware de la UTR y del simulador de las seis UTR's junto con su interfaz al simulador del alimentador (modo manual y modo dinámico).

6.3.1 UNIDAD TERMINAL REMOTA (UTR)

La UTR es una terminal programable basada en los microprocesadores 8085 y 8741, los cuales operan bajo la estructura maestro-esclavo. En este proceso, el maestro le indica las operaciones que debe efectuar el esclavo y éste último reparta los resultados obtenidos (ref.48).

La UTR está formada básicamente por una unidad de cómputo y dos periféricos del tipo entrada/salida (consola, modem) ver Figura 6.10

En la unidad de cómputo se encuentran los siguientes módulos:

- a). Módulo Maestro, tarjeta μ M 1085, la cual incluye el microprocesador maestro 8085A.
- b). Módulo de Comunicaciones, tarjeta μ M800, que incluye el microprocesador esclavo 8741A.

Estos módulos utilizan para su comunicación interna un canal denominado INTERBUS, desarrollado en el IIE, por el cual circulan las direcciones, las instrucciones y los datos.

Describamos cada bloque individual de la UTR, ver Figura 6.10

UNIDAD DE COMPUTO

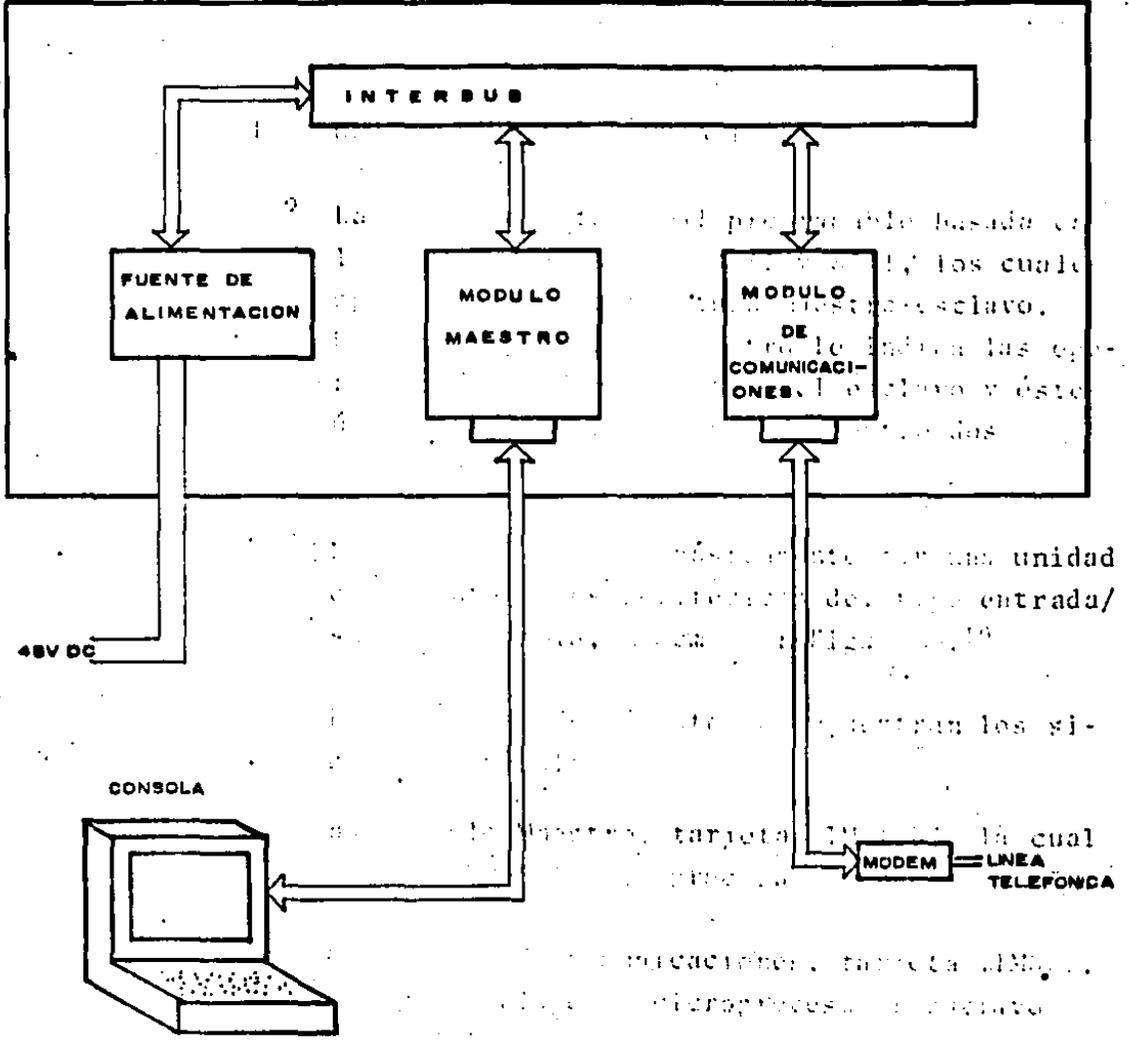


FIGURA 6.10
DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA UTR

Módulos utilizan para su comunicación in-
ca canal normal de fibra. Desarrolla-
ción de el emisor y receptor de direccio-
namiento de los datos.

de la UTR,

6.3.1.1 MODULO MAESTRO

El módulo maestro consiste en la tarjeta μ IM 1085, la cual incluye el procesador 8085A, el reloj del sistema; 4 K bytes de memoria volátil RAM, cuatro memorias EPROM 2732 de 4 K bytes cada una, un puerto de entrada serie, seis puertos de entrada/salida programables (44 líneas) en paralelo, un "timer" programable, una lógica de control del interbus, cuatro niveles de interrupción (Trap, RST 7.5, RST 6.5 y RST 5.5) y una comunicación serie por medio del USART 8251 (ref.49).

La Figura 6.11 muestra el diagrama de bloques de la tarjeta μ IM 1085.

6.3.1.2 MODULO DE COMUNICACIONES, TARJETA μ IM 800.

El módulo de comunicaciones es un módulo inteligente que cuenta con un microprocesador del tipo "computadora en un solo chip", INTEL 8741A (ver ref.50), como elemento central EL 8741 (UPI, Universal Peripheral Interphase) cuenta con circuiteria de soporte para interfaz tanto con el interbus como con el modem. El UPI es una microcomputadora de un solo chip que tiene las siguientes características:

1. CPU (8 bits)
2. Registro de interfaz con el bus de datos (8 bits)

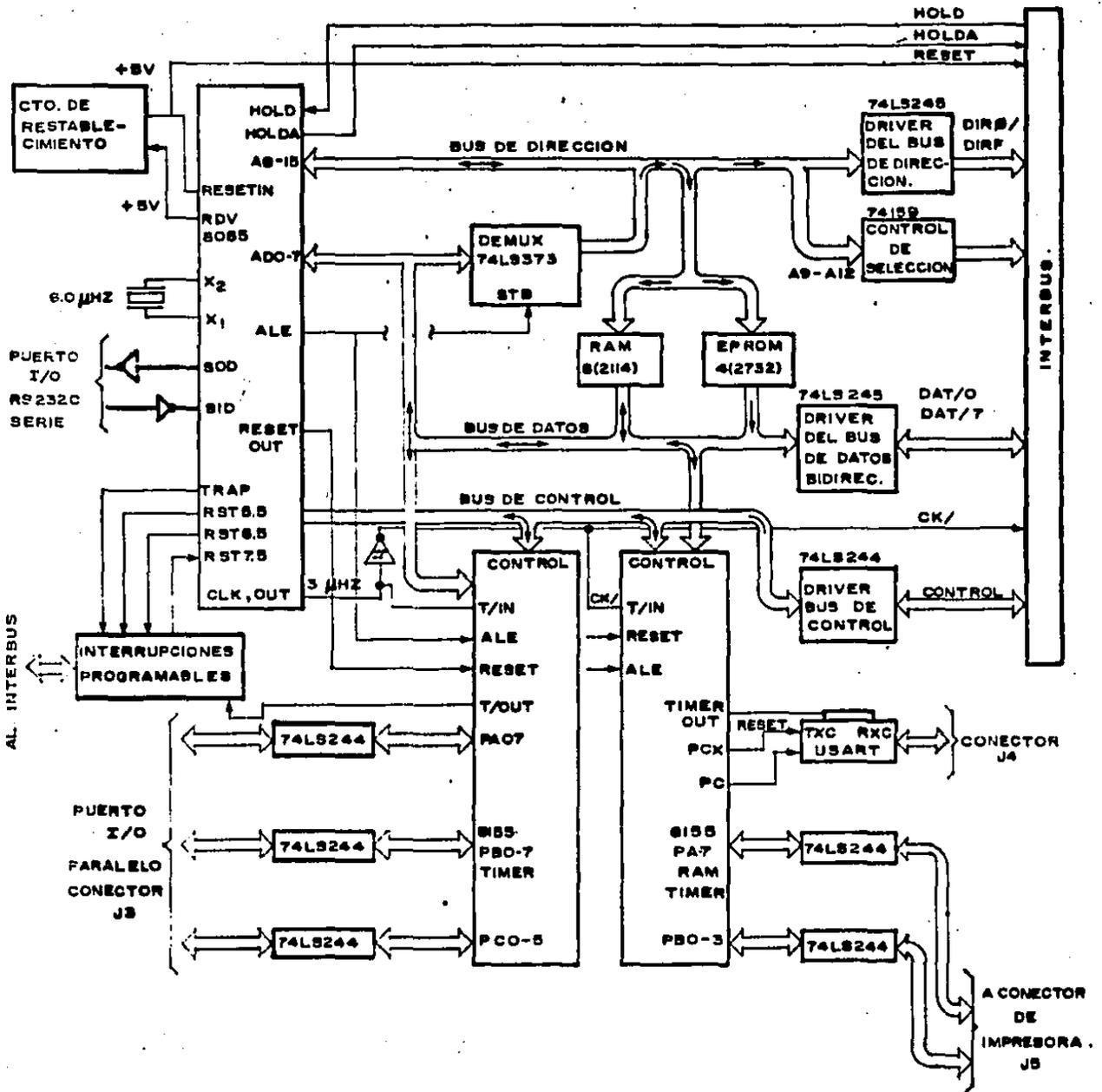


FIGURA 6.11
 DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA TARJETA μIM1085

3. 1 K bytes x 8 bit de memoria EPROM
4. 64 byte x 8 bit de memoria RAM
5. Timer/contador de eventos de 8 bits
6. 18 líneas de entrada/salida compatibles con TTL
7. Oscilador de reloj residente

La Figura 6.2 muestra el diagrama de bloques de la tarjeta μ IM 800.

El UPI controla cinco variables al modem que son:

- CD : Detección de portadora
- RX : Recepción de datos
- TX : Transmisión de datos
- RTS: Requisición de envío
- CTS: Bandera de envío

6.3.1.3 COMUNICACION DEL MODULO MAESTRO CON EL MODULO DE COMUNICACIONES

La comunicación entre el UPI y el maestro se realiza empleando principalmente el registro de interfaz con el bus de datos del mismo UPI. Sin embargo, considerando que la operación normal de ambos procesadores se realiza en forma independiente, es menester un mecanismo adicional que inicie el protocolo de comunicaciones entre ellos.

Este mecanismo lo constituye la línea de entrada/salida del UPI P16 (pata 16) la cual viaja

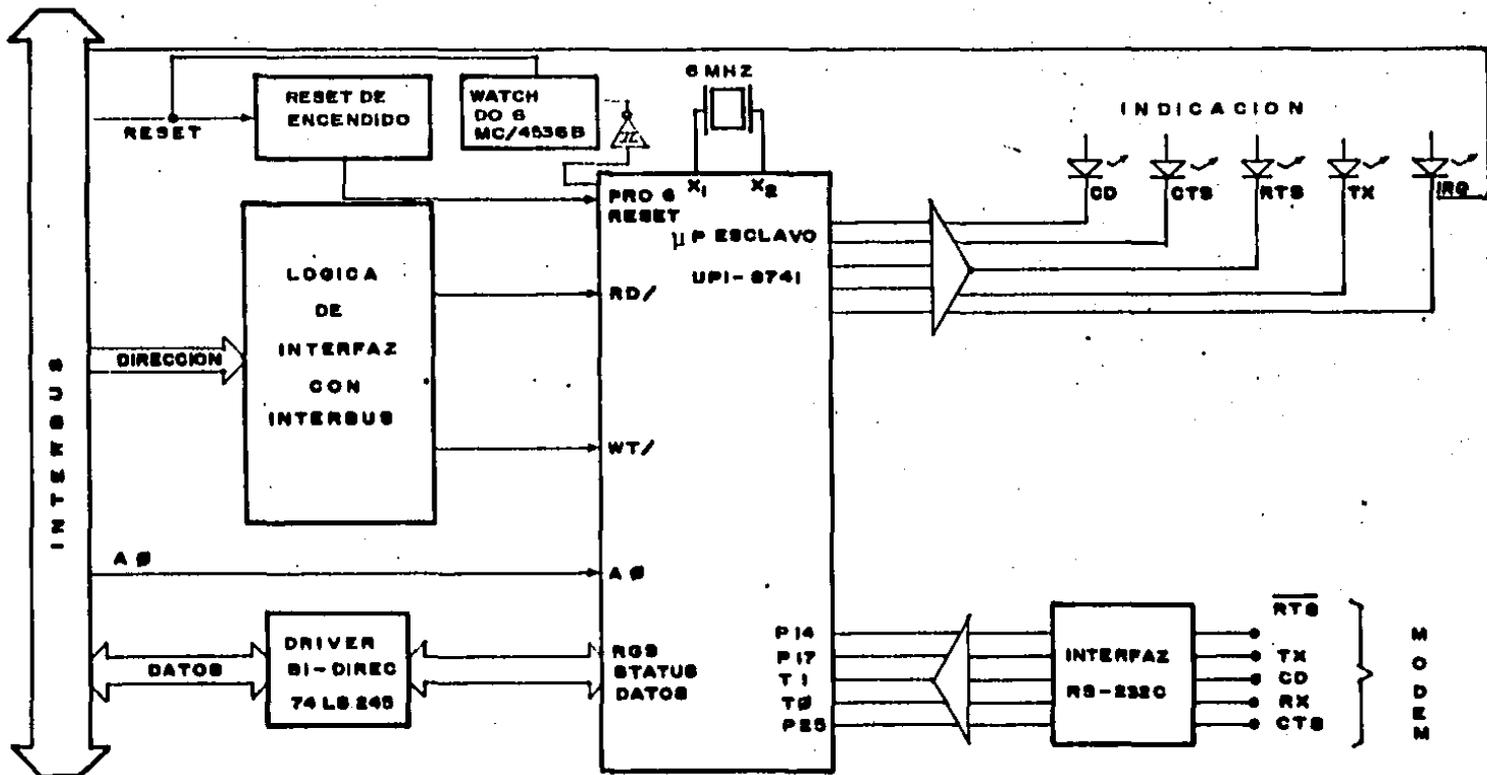


FIGURA 6.12
 DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA TARJETA U16800

a través del interbus como una línea de interrupción. Dicha línea está conectada físicamente a la línea RST 5.5 del 8085, la cual representa la interrupción de menor nivel de jerarquía en el microprocesador maestro.

Una vez que el UPI decide que un mensaje de cualquiera de las seis TR es correcto, activa la línea de interrupción al microprocesador maestro.

En vista de que la línea RST 5.5 es procesada por el maestro como un nivel lógico y no como un flanco, es necesario establecer un protocolo entre el UPI y el maestro que indique al UPI cuando debe desactivar dicha línea de interrupción. El protocolo se inicia cuando el maestro identifica y atiende la solicitud de interrupción del UPI. Dentro de la rutina de servicio a la interrupción, el maestro envía un "reconocimiento de interrupción" al registro de interfaz del UPI. Dicho reconocimiento consiste en una palabra enviada al registro de interfaz, la cual activa la bandera correspondiente de recepción en el registro de status. Dicha bandera es sensada por el UPI produciéndose como consecuencia que el UPI desactive la línea de interrupción, lo que permite al maestro completar su rutina de servicio y salir sin que continúe la interrupción pendiente.

La continuación del proceso de comunicación se

realiza por medio del registro de interfaz del UPI.

El microprocesador maestro realiza las operaciones de lectura y escritura sobre el registro de interfaz y sobre el registro de status del UPI en forma de acceso a memoria.

6.3.1.4 INTERBUS

Es el medio de comunicación entre los diferentes módulos de la UTR. El INTERBUS, diseñado en el IIE, consta de un bus de datos y un bus de control.

BUS DE DATOS: contiene 25 líneas de las cuales 16 son de datos, 2 son utilizadas para indicar la presencia de los diferentes módulos del sistema (**PRES1**, **PRES2**), 6 líneas de alimentación y 1 línea de selección (**SEL**) independiente, por cada módulo elegible en el sistema (hasta 16 módulos).

BUS DE CONTROL: contiene 25 líneas de las cuales 16 son para efectuar la selección de los diferentes módulos e interfaces, y 9 líneas de control, ver Figura 6.13.

El sistema puede identificar la existencia de un módulo con las líneas de **PRES**.

La estructura del INTERBUS, proporciona un elemento común para la comunicación entre una

| LINEA | BUS DE CONTROL (J2) | BUS DE DATOS (J1) |
|-------|---------------------------|-------------------|
| 25 | \overline{I} RESET (C8) | SEL/INT |
| 24 | \overline{I} ALE (C7) | *E3/PI |
| 23 | \overline{I} DIRAC (C6) | *E4/PZ |
| 22 | TRD (C5) | AD15 |
| 21 | TWR (C4) | AD14 |
| 20 | HOLD (C3) | AD13 |
| 19 | HOLDA (C2) | AD12 |
| 18 | \overline{CK} (C1) | AD11 |
| 17 | \overline{INTX} (C0) | AD10 |
| 16 | SEL/INT 15 | AD9 |
| 15 | SEL/INT 14 | AD8 |
| 14 | SEL/INT 13 | AD7 |
| 13 | SEL/INT 12 | AD6 |
| 12 | SEL/INT 11 | AD5 |
| 11 | SEL/INT 10 | AD4 |
| 10 | SEL/INT 9 | AD3 |
| 9 | SEL/INT 8 | AD2 |
| 8 | SEL/INT 7 | AD1 |
| 7 | SEL/INT 6 | AD0 |
| 6 | SEL/INT 5 | +5V |
| 5 | SEL/INT 4 | T |
| 4 | SEL/INT 3 | T |
| 3 | SEL/INT 2 | VDD |
| 2 | SEL/INT 1 | VSS |
| 1 | SEL/INT 0 | VEE |

NOTA: * $\overline{E3}$ PARA DIAGNOSTICO
 E4 PARA EL ACCESO A MEMORIA EXTERNA

FIGURA 6.15

ASIGNACION DE LAS LINEAS QUE CONFORMAN EL INTERBUS

amplia variedad de módulos, los cuales tendrán una relación "maestro-esclavo".

6.3.1.5 MODEM

Para la comunicación de la UTR con las seis μ TR's se cuenta con un modulador-demodulador TRANS-DATA, con una velocidad de operación de 1200 bauds en modo asincrono utilizando un canal telefónico de dos hilos.

Para fines prácticos de este trabajo, se utilizó el lugar de los dos modem (uno en la UTR y el otro en el simulador de las seis μ TR's) un "adaptador de canal" el cual permite la comunicación serie entre la UTR y el simulador de las seis μ TR's ver Figura 6.14

6.3.1.6 CONSOLA

La consola utilizada en este sistema es la Televideo 950 (ref.45), la cual se comunica con el módulo maestro a través del USART de la tarjeta μ IN 1085.

6.3.2 SIMULADOR DE LAS SEIS μ TR'S

El simulador de las seis μ TR's consiste fundamentalmente en un microprocesador del tipo "computadora de un solo chip" 8748 de INTEL (ref.51) con circuitería de soporte para transmitir y/o recibir datos de modem (RS 232-C), así como para manejar las dos lámparas indica-

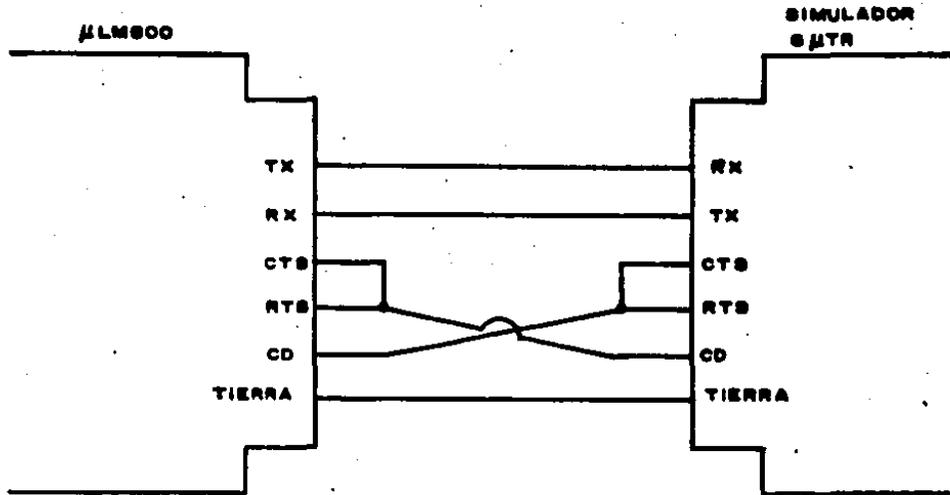


FIGURA 6.14

CONEXIONES EFECTUADAS ENTRE LA μ LM800 Y EL SIMULADOR DE LAS SEIS μ TR'S POR EL ADAPTADOR DE CANAL.

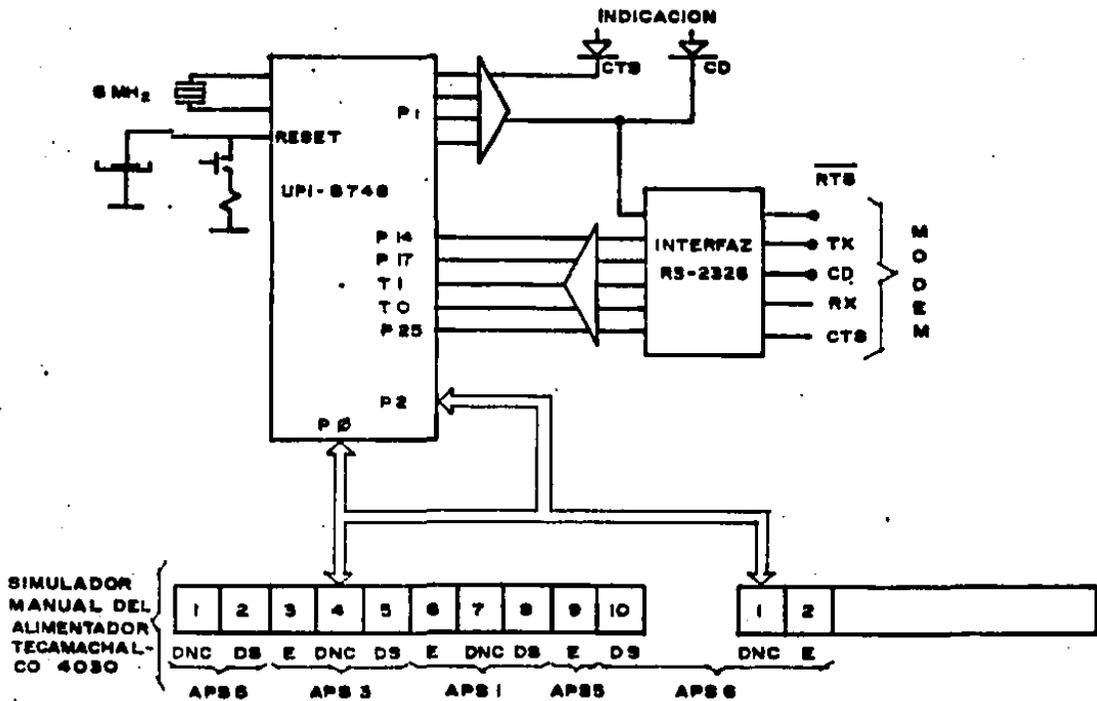


FIGURA 6.15

DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SIMULADOR DE LAS SEIS μ TR'S.

doras (CTS, CD), y para realizar la adquisición digital de las señales de estado, detección de no corriente y detección de sobrecorriente de los APS del alimentador Palmar de Bravo 4030, simuladas por medio de microinterruptores, ver Figura 6.15

El microprocesador 8748 cuenta con un CPU de ocho bits, 1 K byte x ocho bits de memoria EPROM, 64 bytes x ocho bits de memoria RAM, un "timer/contador" de eventos de ocho bits, 18 líneas de entrada/salida compatibles con TTL.

6.3.3 SIMULADOR DINAMICO DEL ALIMENTADOR

El simulador dinámico del alimentador utiliza básicamente los mismos elementos descritos en la simulación manual. En este caso se agregan un tablero mímico para despliegue del estado dinámico del alimentador con facilidades de inserción de fallas en todas las secciones de línea del mismo, y el COSEX (controlador de secuencias) que tiene a su cargo la simulación operativa del alimentador y la presentación del estado de los parámetros de los APS's al simulador de las seis μ TR's (ver Figura 6.16).

El simulador de las seis μ TR's, adicionalmente, indica visualmente en el mímico la secuencia de exploración realizada por la UTR sobre el alimentador.

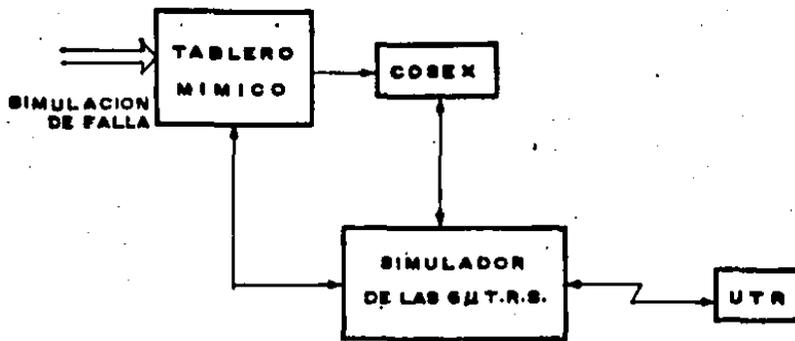


FIGURA 6.16
 DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SIMULADOR DINAMICO DEL
 ALIMENTADOR

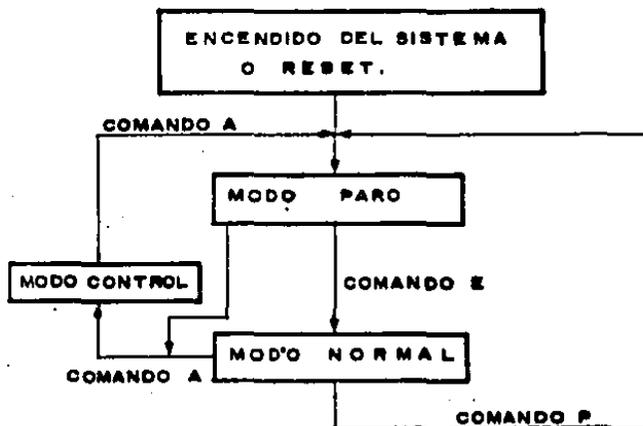


FIGURA 6.17
 SECUENCIA DE LOS MODOS DE OPERACION DEL SISTEMA

Al introducirse manualmente una falla desde el mímico, el COSEX simulará el efecto de la misma indicando la secuencia de eventos, tanto visualmente en el mímico, como en el contenido de la información presentada al simulador de las seis μ TR's. Al detectarse en la UTR la condición anormal en el alimentador, esta lo indicará al operador de la manera descrita anteriormente y suspenderá el barrido de exploración durante el tiempo prefijado, al cabo del cual reiniciará el barrido al alimentador reportando finalmente el estado del mismo y el de la función de localización de la falla.

6.4 DESCRIPCION DEL SOFTWARE

La programación estructurada del sistema cumple tres grandes objetivos: en primer lugar enlaza todo el equipo, logrando así, la operación conjunta de todas las partes que conforman el sistema, en segundo término, ejecuta las funciones referentes al control supervisorio y por último realiza la localización de falla en el alimentador simulado Palmar de Bravo 4030.

En esta sección inicialmente se describen los modos en los cuales puede ser operado este sistema de prueba y posteriormente se presenta una descripción de la programación realizada en el módulo maestro, en el módulo de comunicaciones y en el simulador de las seis μ TR's.

6.4.1 MODOS DE OPERACION DE LA UTR (MAESTRA)

En 2 EPROM 2732 de la tarjeta μ IM 1085 residen dos programas independientes, los cuales son: el programa monitor y el del "sistema operativo". De ellos se desprenden los modos de operación del sistema, que son:

- Modo Paro
- Modo Normal
- Modo Monitor

La secuencia de los modos de operación del sistema se muestran en la Figura 6.17

MODO MONITOR: en este modo de operación el sistema se comporta como un sistema de cómputo de propósito general (ref.53).

MODO NORMAL: en este modo de operación se ejecutan todas las funciones del sistema, las cuales son:

1. Exploración continua de las seis μ TR's
2. Refresco de consola
3. Reporte de alarmas o estado de comunicaciones
4. Configuración de la red
5. Localización de falla en el alimentador

MODO PARO: en este modo de operación quedan excluidas las funciones anteriores; puesto que el módulo maestro se limita a enviarle el comando "no explores" al UPI de comunicaciones.

6.4.2 PROGRAMACION DEL MODULO MAESTRO

En el módulo maestro (tarjeta µIM 1085) reside el programa del sistema operativo ocupando los 4 K bytes de un EPROM 2732.

Este programa, ver Figura 6.18, consta básicamente de un programa de inicialización y un programa ejecutivo, el cual, a su vez, consta de un "LAZO" donde se mantiene en "ESPERA" de un mensaje de cualquiera de las seis µTR's, al recibirse éste pasa a ejecutar el programa "EXPLO" y posteriormente pregunta por la existencia de un comando del operador, si no existe regresa a su posición de "ESPERA" en caso contrario, decodifica el comando, lo ejecuta y regresa a su posición de "ESPERA".

PROGRAMA DE INICIALIZACION: En este programa el procesador inicializa el stack pointer, puertos de E/S, tablas en RAM, banderas de modo, habilita interrupciones, crea la base de datos estática del alimentador Palmar de Bravo 4030, despliega el diagrama unifilar correspondiente a dicho alimentador y carga el comando "NO EXPLORA".

PROGRAMA EXPLO: Este programa se encarga básicamente de supervisar las seis µTR's y ejecutar las siguientes funciones:

1. Verificar el estado de las comunicaciones

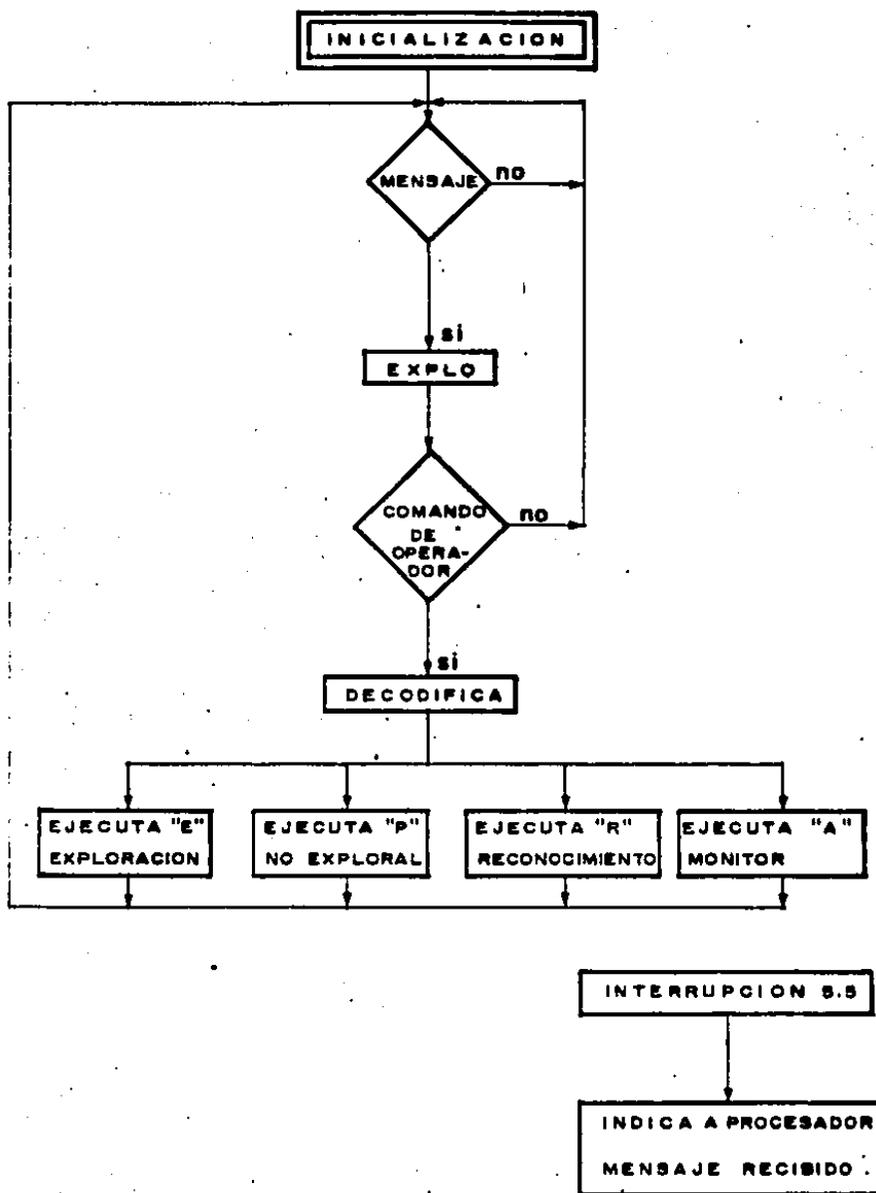


FIGURA 6.18

DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA OPERATIVO DEL MODULO
MAESTRO (TARJETA μ IM1085)

2. Actualizar la base de datos (subrutina ACTBADA)
3. Atención a consola (subrutina ACTUNI's)
4. Ejecutar el algoritmo de localización de falla (subrutina CREA)
5. Enviar al UPI-transceptor el siguiente comando de exploración (subrutina CTLTR1)

El diagrama de flujo para el programa EXPLO se muestra en la Figura 6.19, en donde los bloques en recuadro están referidos a una subrutina.

La interrupción RST 5.5 es activada en forma asíncrona por el microprocesador esclavo de comunicaciones cuando éste tiene un mensaje válido para el módulo maestro, ver Figura 6.20

6.4.3 PROGRAMACION DEL MODULO DE COMUNICACIONES

El programa del módulo de comunicaciones reside en el área de EPROM del UPI 8741 ocupando cerca de 500 bytes.

El programa está estructurado de la siguiente manera (ver Figura 6.21).

1. Un programa ejecutivo
2. Un grupo de subrutinas de soporte

El programa ejecutivo tiene la responsabilidad de efectuar la secuencia del proceso de exploración y llamar las subrutinas de soporte.

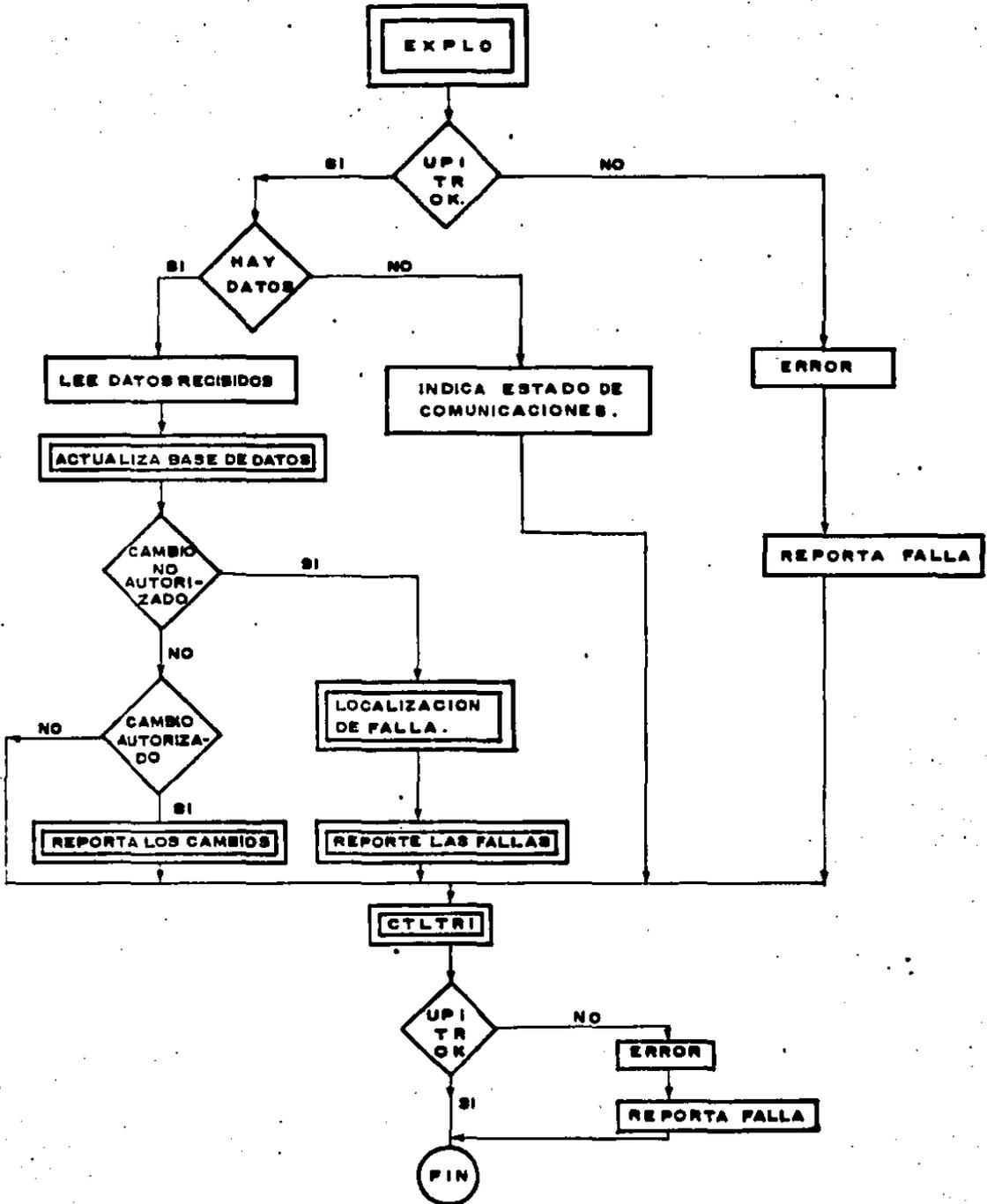


FIGURA 6.19
 DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL PROGRAMA "EXPLO"

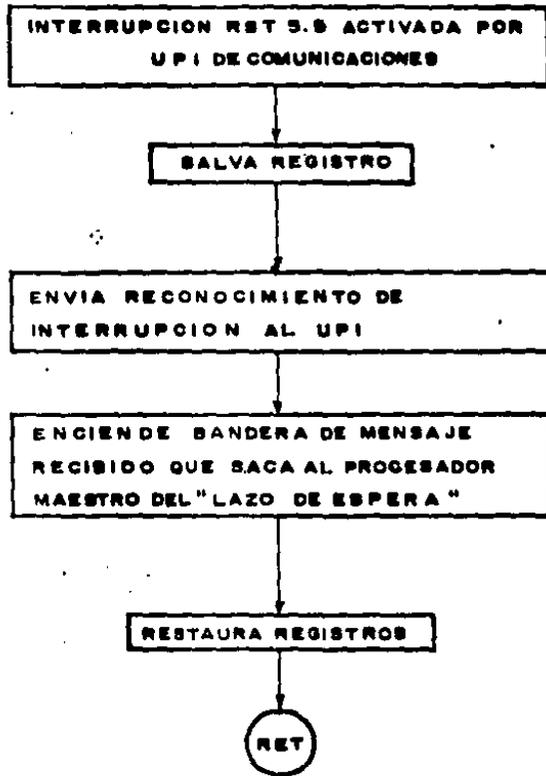


FIGURA 6.20

SUBROUTINA DE SERVICIO DE LA INTERRUPCION RST 5.5

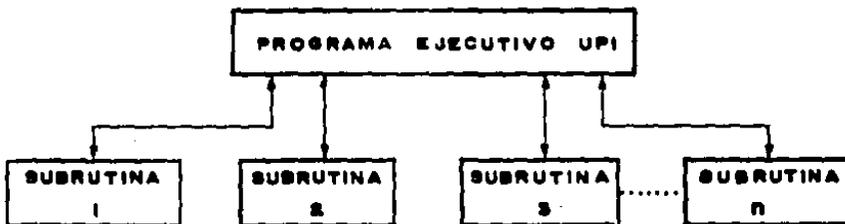


FIGURA 6.21

DIAGRAMA DE FLUJO DE LA ESTRUCTURA BASICA DEL PROGRAMA DEL MODULO DE COMUNICACIONES.

El programa ejecutivo puede ser dividido en tres secciones (ver Figura 6.22):

1. Recepción y verificación de datos
2. Protocolo con el microprocesador maestro
3. Transmisión de datos

SUBROUTINAS DE SOPORTE: cada una de las subrutinas de soporte cumple una sola función específica.

El control del programa principal es pasado a la subrutina correspondiente a través del programa ejecutivo, al terminar la ejecución de dicha subrutina se pasa de nuevo el control al ejecutivo, indicándole el resultado de su ejecución por medio de la bandera de acarreo.

Estas subrutinas de soporte pueden dividirse según su función en:

1. Subrutinas de comunicación de datos: este grupo incluye la recepción y transmisión de información del y al simulador de las seis TR's respectivamente, el envío de datos a la tarjeta MIM 1085 y la recepción de los comandos del mismo (ver Figuras 6.23 y 6.24).
2. Subrutinas de prueba: este grupo incluye la comparación y verificación del código de error, ver Figura 6.25
3. Subrutinas de procesamiento de datos: este

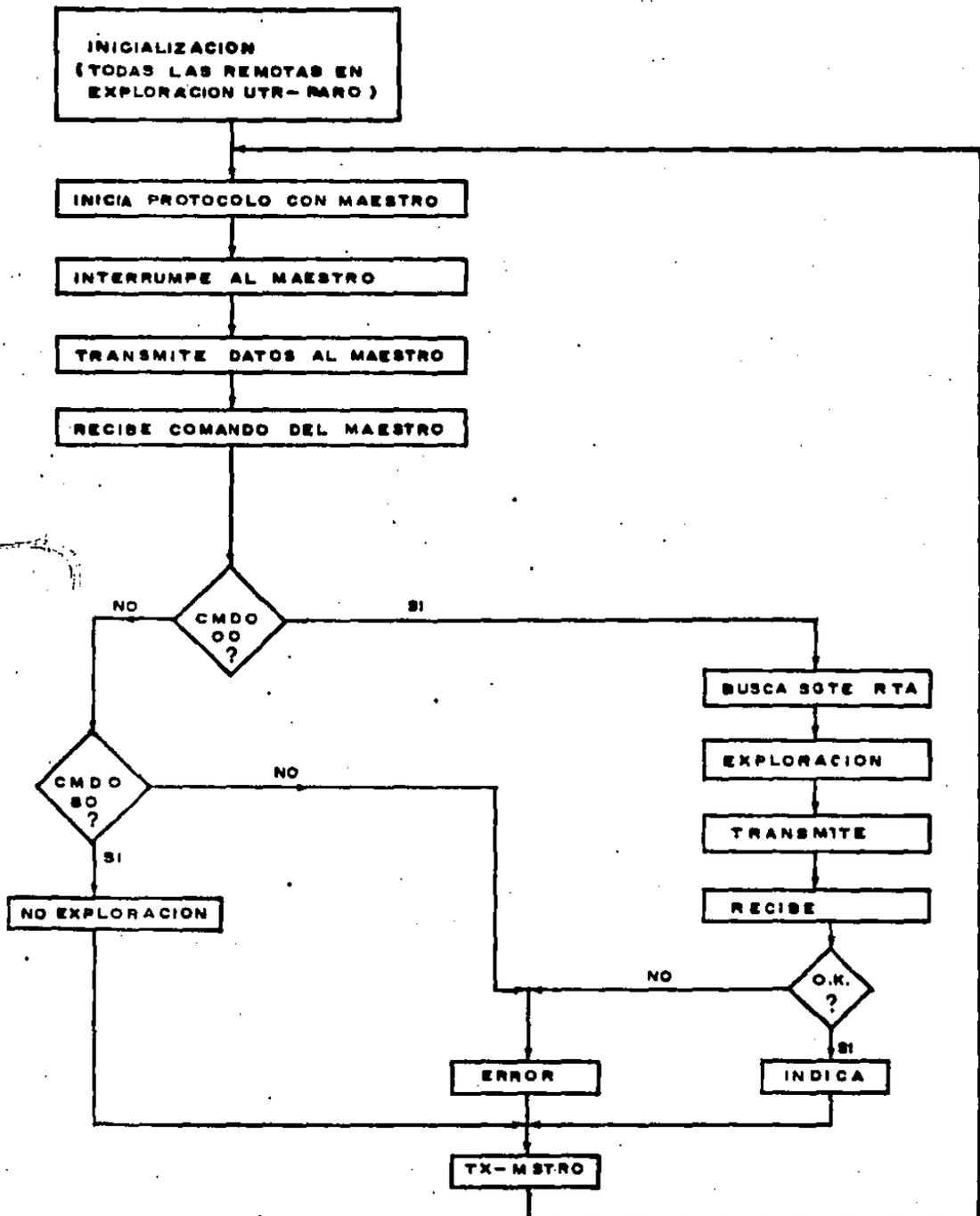


FIGURA 6.22
 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA EJECUTIVO DEL ESCLAVO
 UPI-COMUNICACIONES

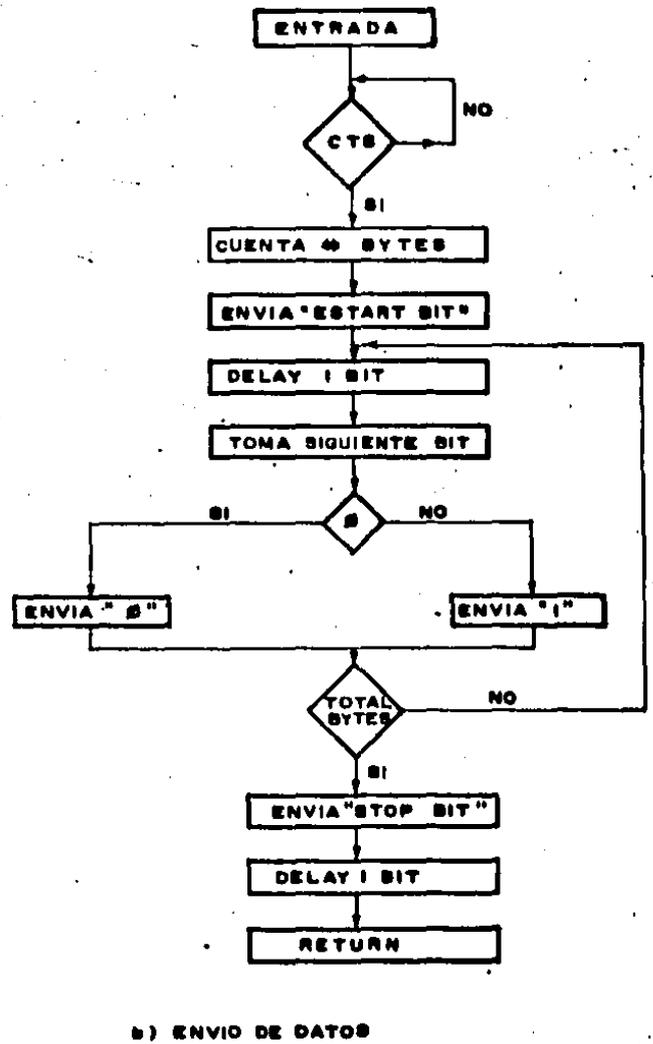
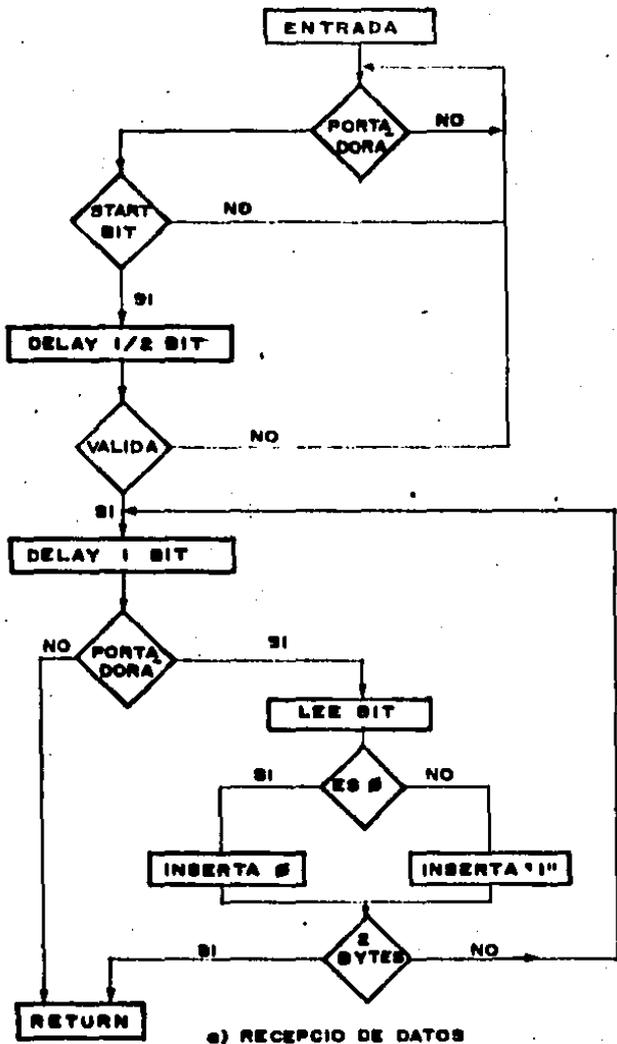


FIGURA 6.23
 SUBROUTINAS DE COMUNICACION DE DATOS DEL MODULO DE
 COMUNICACIONES CON EL SIMULADOR DE LAS SBIS WTR.

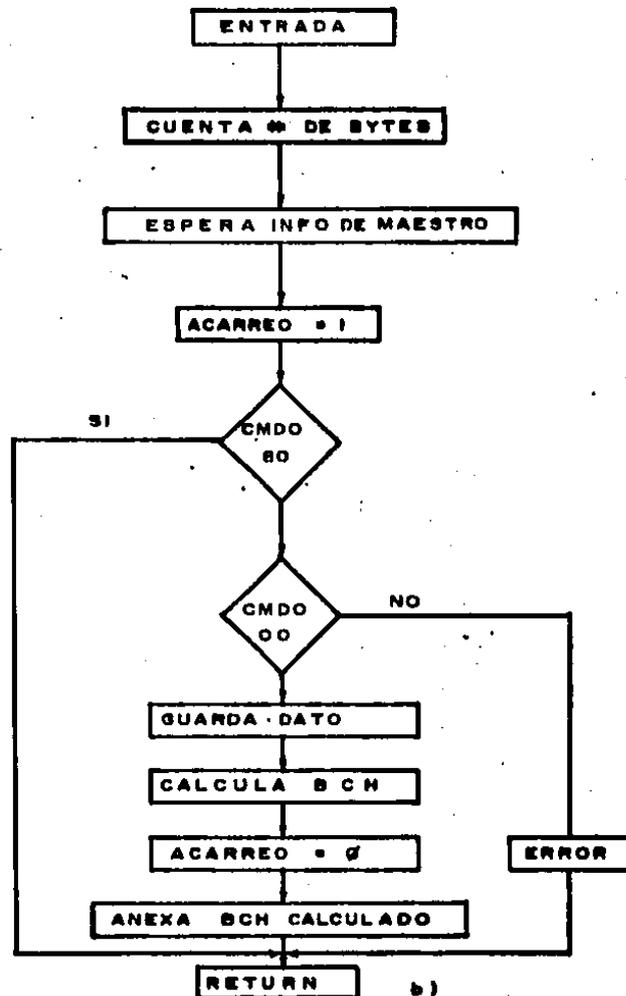
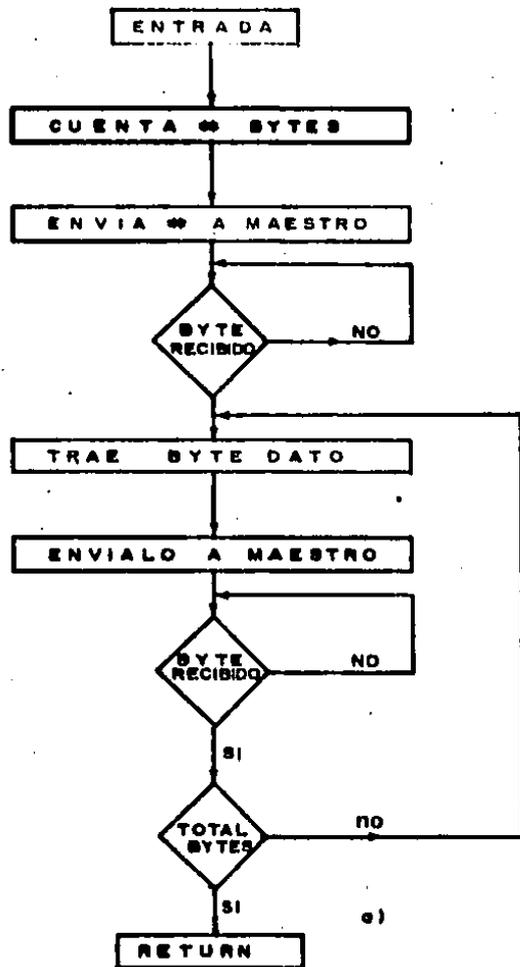


FIGURA 6.24

SUBROUTINAS DE COMUNICACION DE DATOS DEL MODULO DE COMUNICACIONES CON EL MODULO MAESTRO:

A). ENVIÓ DE DATOS AL MAESTRO.

B). RECEPCION DE COMANDOS DEL MAESTRO.

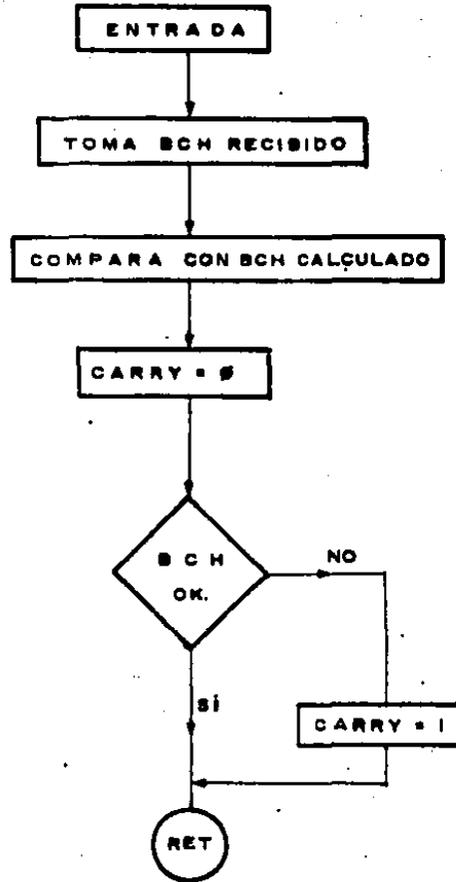


FIGURA 6.25

SUBROUTINA DE COMPARACION DEL CODIGO DE DETECCION DE ERROR.

grupo incluye el cálculo de la longitud del mensaje recibido, el cálculo del código de detección de error y el protocolo con el maestro, ver Figuras 6.26 y 6.27.

6.4.4 PROGRAMACION DEL SIMULADOR DE LAS SEIS μ TR's.

El programa del simulador de las seis μ TR's reside en el área de EPROM del UPI 8748 y ocupa cerca de 500 bytes.

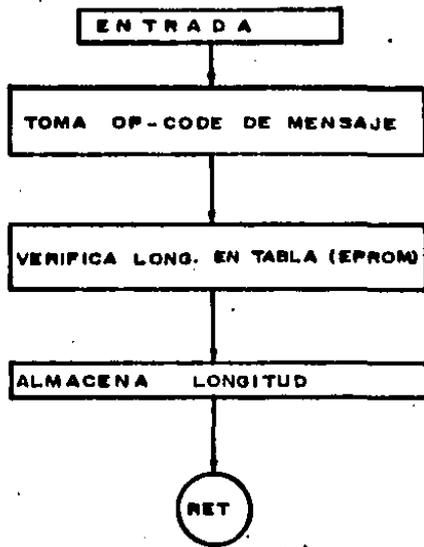
El programa principal consta de un programa ejecutivo y un grupo de subrutinas de soporte, de igual forma que la estructura del programa del módulo de comunicaciones mostrada en la Figura 6.21

El programa ejecutivo del simulador está dividido en tres secciones (ver Figura 6.28):

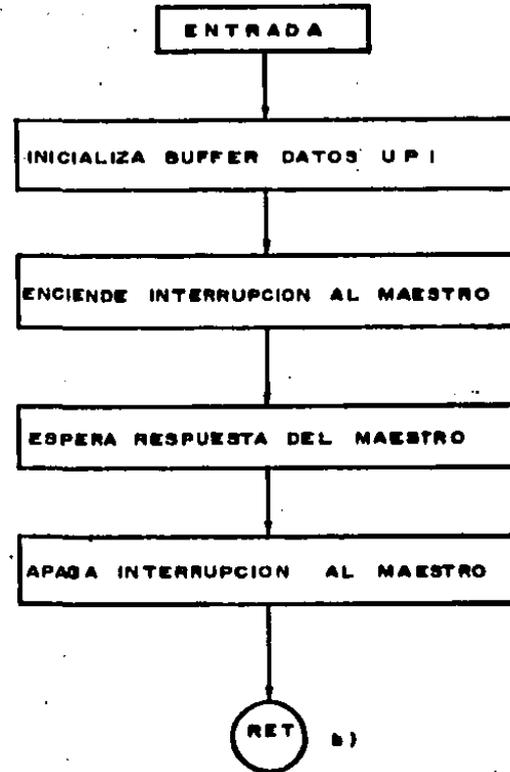
1. Recepción y verificación de datos
2. Adquisición de datos
3. Transmisión de datos

Las subrutinas de soporte están divididas según su función en:

1. Subrutinas de comunicación de datos: este grupo incluye la recepción de información de y a la UTR, ver Figura 6.23
2. Subrutinas de prueba: este grupo incluye la comparación y verificación tanto de las direcciones de las μ TR's como del código de



a)



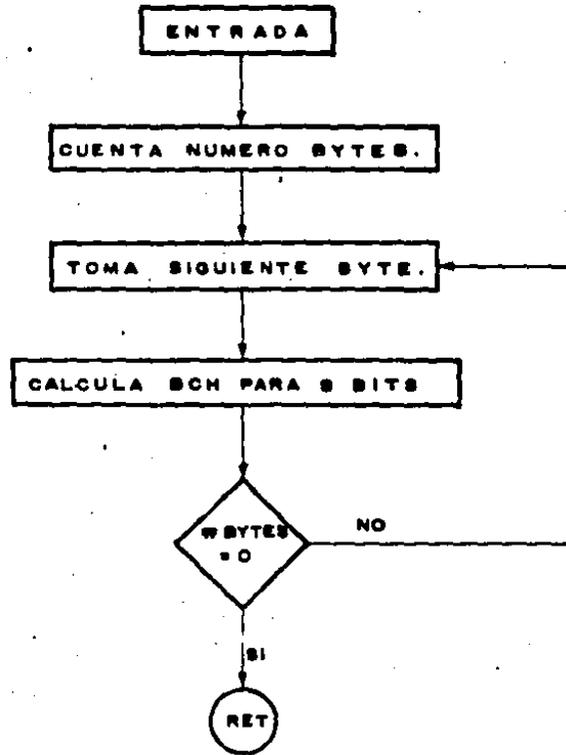
b)

FIGURA 6.26

SUBROUTINAS DE PROCESAMIENTO DE DATOS DEL MODULO DE COMUNICACIONES:

A). CALCULO DE LONGITUD DEL MENSAJE RECIBIDO.

B). PROTOCOLO CON MICROPROCESADOR MAESTRO.



ALGORITMO GENERADOR
DEL CODIGO BCH.

$$x_7^n = x_6^{n-1} \oplus A^n$$

$$x_6^n = x_5^{n-1} \oplus 0$$

$$x_5^n = x_4^{n-1} \oplus 0$$

$$x_4^n = x_3^{n-1} \oplus A^n$$

$$x_3^n = x_2^{n-1} \oplus A^n$$

$$x_2^n = x_1^{n-1} \oplus 0$$

$$x_1^n = x_0^{n-1} \oplus A^n$$

$$x_0^n = 0 \oplus A^n$$

SIENDO :

$$A^n = D^n + x_7^{n-1}$$

DONDE :

x^n = n BIT CODIGO PRESENTE

x^{n-1} = n BIT CODIGO ANTERIOR

D^n = n-BIT DATO.

+ = OR-EXCLUSIVO.

FIGURA 6.27
SUBROUTINAS QUE GENERA EL CODIGO DE DETECCION DE ERROR.

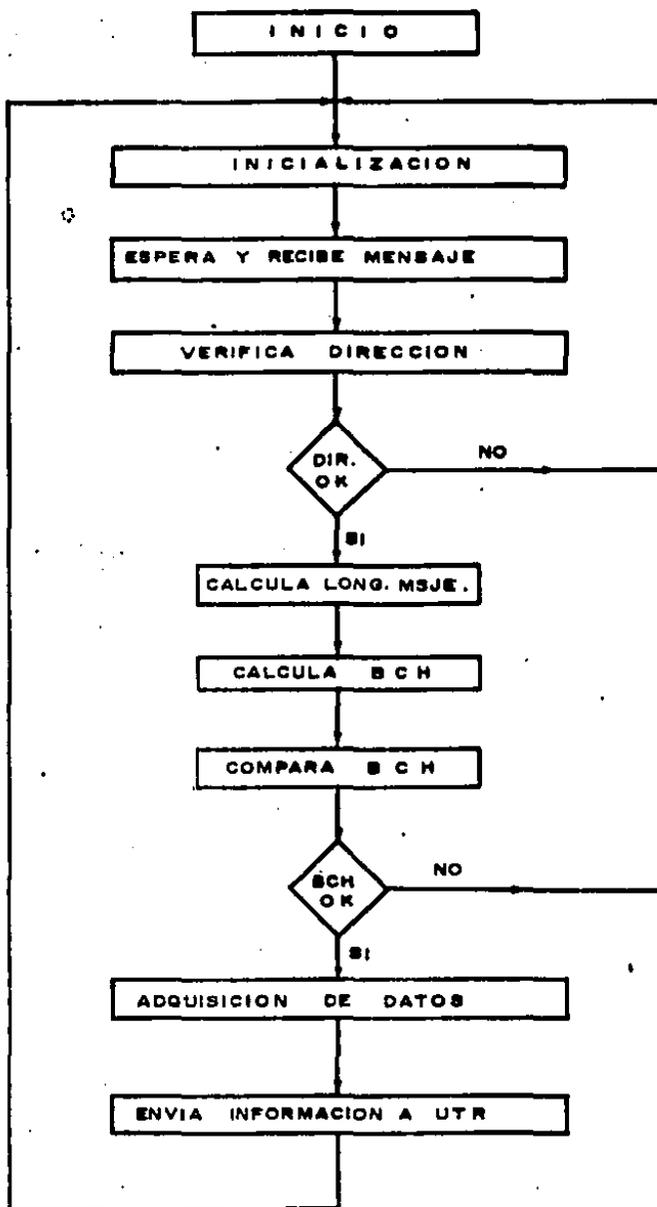


FIGURA 6.28

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA EJECUTIVO DEL SIMULADOR
DE LAS SEIS PTR'S.

error, ver Figuras 6.25 y 6.30.

3. Subrutinas de procesamiento de datos: este grupo incluye el cálculo de la longitud del mensaje recibido y del código de detección de error, ver Figuras 6.26 y 6.27.
4. Subrutina de adquisición de datos de los APS: esta subrutina decodifica la dirección de la UTR y realiza la adquisición de los tres bits (estado, detección de no corriente, detección de sobrecorriente) del APS correspondiente, ver Figura 6.29.

6.5 RESULTADO DE LAS PRUEBAS

Durante la fase de pruebas se simularon un total de 48 casos diferentes de fallas en el alimentador Palmar de Bravo 4030 (ver Figura 6.1), de los cuales presentaremos el resultado de los cuatro casos más representativos (discutidos anteriormente en las secciones 2.5.4.3 y 4.3.7)

1° CASO

Ocurre una falla momentánea en la sección de línea "26", la cual es despejada exitosamente.

La presencia de esta falla hace que los APS # 3, 5 y 6 detecten sobrecorriente y que un segundo más tarde abra el restaurador No.5 desenergizando instantáneamente las secciones de líneas: 23, 24, 25 y 26. En el instante en el cual la UTR se entera de cualquiera de estas con-

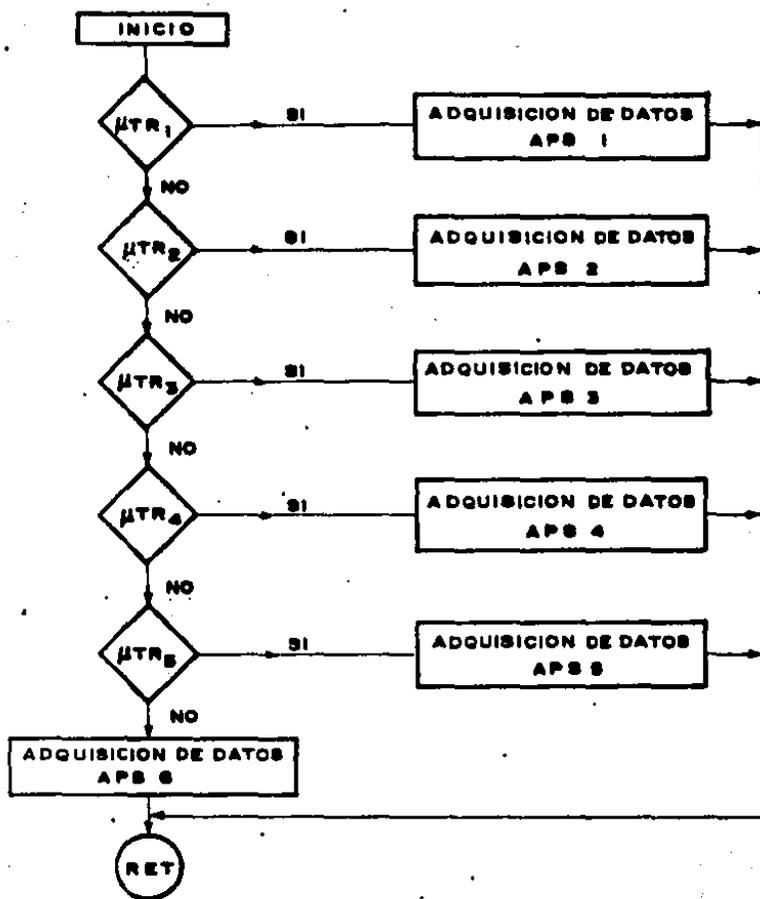


FIGURA 6.29
 SUBROUTINA DE ADQUISICION DE DATOS DEL SIMULADOR DE LAS SEIS μTR'S.

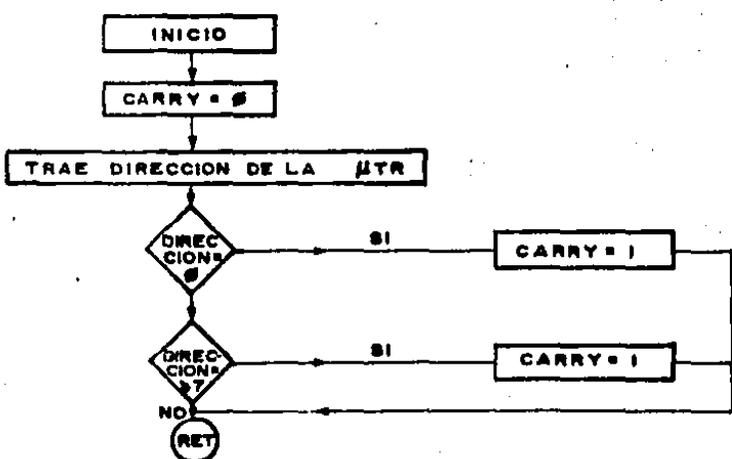


FIGURA 6.30
 SUBROUTINA DE VERIFICACION DE LAS DIRECCIONES, EN EL SIMULADOR DE LAS SEIS μTR.

condiciones anómalas del alimentador, por medio de la exploración continua, despliega que el estado del alimentador es de "ALARMA" al tiempo que deja de explorar a las μ TR's y arranca un temporizador de 40 segundos. Al finalizar este período la UTR realiza nuevamente la exploración de todas las μ TR's y ejecuta el algoritmo de localización de falla por medio del cual determina que ocurrió una falla momentánea en la sección de línea "Z6" y además que los APS No. 3, 5 y 6 detectaron sobrecorriente.

Esta información se le presenta al operador en la forma mostrada en la Figura 6.31

2° CASO

Ocurrió una falla permanente en la sección de línea "Z5", la cual es despejada por el correcto disparo del APS No.5. La ocurrencia de esta falla hace que los APS No. 3 y 5 detecten sobrecorriente y que un segundo más tarde abra el APS No.3, desenergizando instantáneamente las secciones de líneas: Z3, Z4, Z5 y Z5.

En el instante en el cual la UTR se entera de cualquiera de estas condiciones anómalas del alimentador, le informa al operador que el estado del alimentador es de "ALARMA", al tiempo que deja de explorar a las μ TR's; cuarenta segundos más tarde realiza nuevamente la exploración de las seis μ TR's y ejecuta el algoritmo de localización de falla, por medio del cual despliega que ocurrió una falla permanente en la sección de línea "Z5", que los APS No. 3 y 5 detectaron sobrecorriente y que las secciones de línea Z5 y Z6 se encuentran desenergizadas, ver Figura 6.32

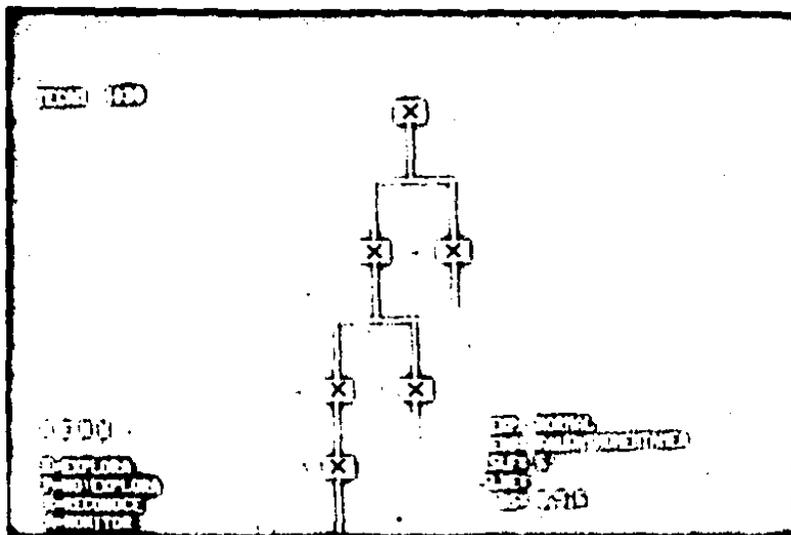


FIGURA 6.31

RESULTADO DEL ALGORITMO DE LOCALIZACION DE FALLA PARA EL CASO DE UNA FALLA MOMENTANEA EN LA SECCION DE LINEA 6 --
(CASO 1)

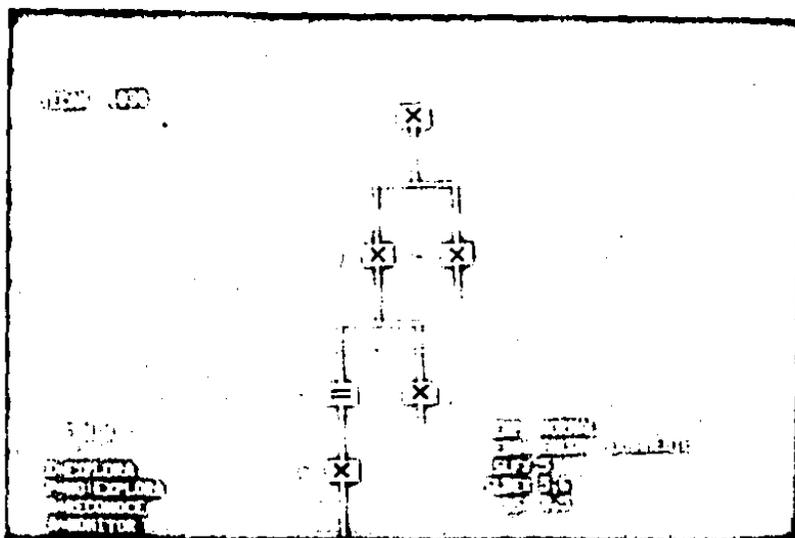


FIGURA 6.32

RESULTADO DEL ALGORITMO DE LOCALIZACION DE FALLA PARA EL CASO DE UNA FALLA PERMANENTE EN LA SECCION DE LINEA 5, -
DESPEJADA CORRECTAMENTE POR EL APS 5 (CASO 2)

3° CASO

Ocurre una falla permanente en la sección de línea "Z6", la cual es despejada por el disparo incorrecto del APS No.5.

La ocurrencia de esta falla hace que los APS No.3, 5 y 6 detecten sobrecorriente y que un segundo más tarde abra el APS No.3 desenergizando las secciones de líneas Z3, Z4, Z5 y Z6.

En el instante en el cual la UTR se entera de cualquiera de estas condiciones anómalas, le informa al operador que el estado del alimentador es de "ALARMA", al tiempo que deja de explorar a las UTR's; cuarenta segundos más tarde realiza nuevamente la exploración de las seis UTR's y ejecuta el algoritmo de localización de falla, por medio del cual despliega que ocurrió una falla permanente en la sección de línea "Z6", que los APS No.3, 5 y 6 detectaron sobrecorriente y que las secciones de línea Z5 y Z6 se encuentran desenergizadas, ver Figura 6.33

4° CASO

Ocurre una falla permanente en la sección de línea "Z6", la cual es despejada incorrectamente por el APS No.5, pero este señala que está cerrado, estando en realidad abierto.

En este caso el algoritmo determina que la sección con falla es la Z6, de la misma forma que el caso anterior y además determina que la señalización del APS No.5 es incorrecta. Esta información se le presenta al opera-

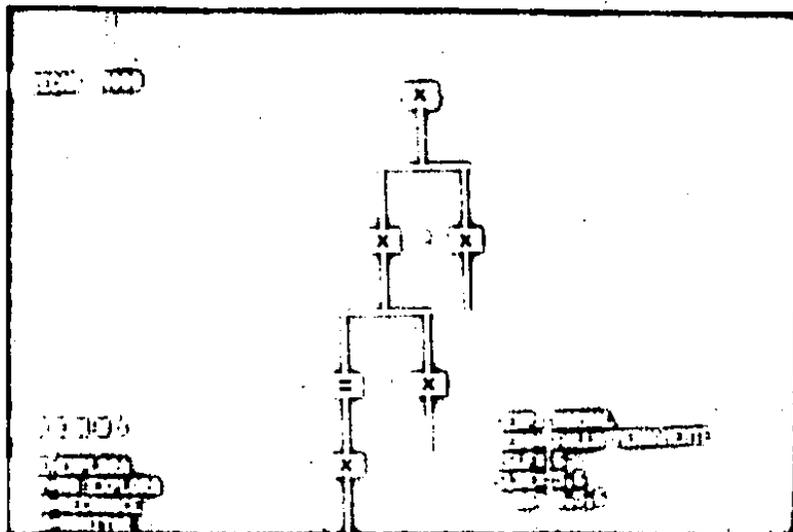


FIGURA 6.33
 RESULTADO DEL ALGORITMO DE LOCALIZACION DE FALLA PARA EL CASO DE UNA FALLA PERMANENTE EN LA SECCION DE LINEA 6, - DESPEJADA POR EL DISPARO INCORRECTO DEL APS 5 (CASO 3)

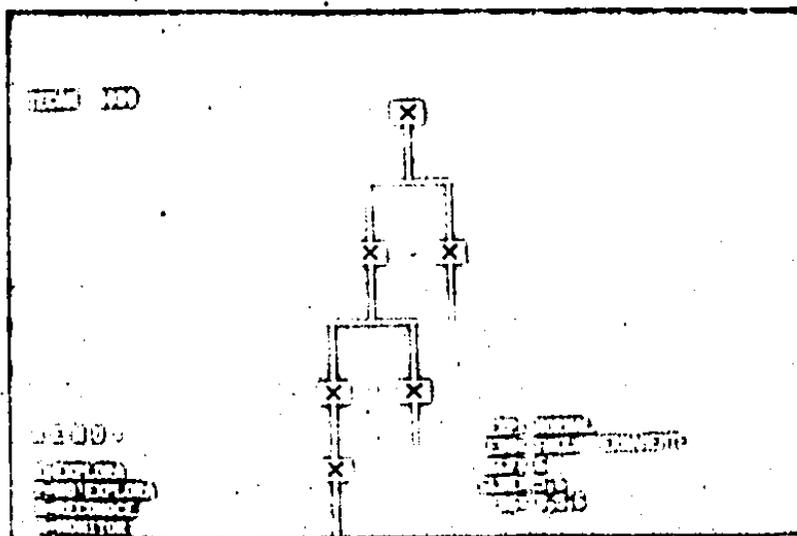


FIGURA 6.34
 RESULTADO DEL ALGORITMO DE LOCALIZACION DE FALLA PARA EL CASO DE UNA FALLA PERMANENTE EN LA SECCION 6, DESPEJADA INCORRECTAMENTE POR EL APS5, PERO ESTO TIENE MALA INDICACION (CASO 4).

dor de la manera como se muestra en la Figura 6.34

C A P I T U L O 7

"CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES"

7.1 CONCLUSIONES

En nuestros días se está haciendo sentir una tendencia mundial por el uso de energía eléctrica en lugar de cualquier otra forma de energía. Las plantas de generación y los sistemas de distribución existentes, lo mismo que los del futuro, tendrán por tanto que satisfacer el aumento de la demanda ofreciendo un alto nivel de disponibilidad.

La contribución del presente trabajo para lograr este objetivo consistió en llevar a la práctica un método de localización de falla en los alimentadores de distribución de energía eléctrica por medio de la extensión del control supervisorio más allá de las subestaciones de distribución utilizando para ello microterminales remotas distribuidas a través de los alimentadores con el fin de monitorear el estado de los APS's y generar una señal que indique que dicho aparato debiera disparar si la magnitud de la corriente de falla, que circula a través de él, sobrepasa ciertos valores pre-establecidos durante un tiempo determinado.

Este método emplea un algoritmo generalizado de localización de falla, el cual es aplicable, sin modificación, a cualquier configuración de alimentadores radiales, requiriéndose una sola copia de él para cualquier número de alimentadores.

La aproximación conceptual utilizada facilita al operador del sistema a definir la configuración del alimentador en una Tabla de APS (base de datos estática) por medio de la consola editor de la Maestra de Zona de subestaciones.

Para adicionar o eliminar APS's o secciones de línea, únicamente se requiere realizar los cambios respectivos en la Tabla de APS's, la cual será utilizada por el algoritmo generalizado de localización de falla para generar automáticamente el Mapa del Alimentador (Base de datos dinámica) antes de realizar la búsqueda de la selección de línea con falla.

Este algoritmo generalizado ha sido implementado en la tarjeta -IM 1085, probándose extensivamente en el circuito Palmar de Bravo 4030 (simulado en el laboratorio) sin un error.

7.2 RECOMENDACIONES

La localización de falla es sólo una de las muchas funciones de control remoto y manejo de datos que incluye la automatización de las redes de distribución, cuya característica más notable es el potencial para compartir costos, especialmente el costo de los medios de comunicación.

Debido a que las comunicaciones constituyen una parte tan grande de los costos totales, la función de localización de falla no será económicamente factible por sí misma, por lo que se recomienda que se combine con las siguientes funciones de control y monitoreo con el

fin de lograr una relación óptima costo-beneficio.

1. Aislamiento de la Falla: La información obtenida por la función de localización de falla se puede usar para aislar automáticamente la sección de línea con falla por medio de APS's controlados remotamente. La seccionalización y la reconfiguración apropiada reducen la duración de la salida de servicio y el número de clientes afectados por una falla.
2. Estudios de Carga: Esta función consiste en la recolección de datos sobre la línea y su registro para el análisis fuera de línea. Los datos de la carga se pueden almacenar en el punto de recolección o pueden ser transmitidos a una estación de control central. El beneficio de los estudios de carga automatizados es que se cuenta con más y mejor información para la ingeniería y planeación de los sistemas de distribución.
3. Control de Capacitores: La operación de interruptores selectiva y controlada remotamente para los capacitores de distribución puede ahorrar costos de mano de obra. Los capacitores pueden ser conectados y desconectados sin necesidad de despachar una brigada de trabajo.
4. Regulación de Tensión: El control remoto selectivo de los reguladores individuales en el sistema de distribución junto con la función de controlar los capacitores del circuito, permiten a la empresa efectuar el control coordinado de tensión en todo

el sistema por medio de un despachador central.

5. Reconfiguración de la Carga: El control remoto de los interruptores permite la reconfiguración diaria o semanal de los alimentadores. Esto se hace aprovechando la diversidad de carga entre los alimentadores para servir en forma efectiva cargas mayores sin que se requiera sobrecargar los alimentadores o nuevas construcciones.
6. Administración de Carga de los Transformadores en la Línea: Esta función involucra monitorear y obtener continuamente información de la carga del transformador y de la temperatura de su núcleo para evitar las salidas de servicio por esfuerzos debidos a sobrecargas.

Mirando hacia el futuro, el autor prevee la posibilidad de cambiar los valores de operación de los aparatos de protección de sobrecorriente a través del sistema de control supervisorio para aparear el crecimiento de la carga o cambios dinámicos en la red de distribución. La técnica de control automático puede también ser extendida a las redes de distribución subterránea y a los niveles de transmisión y subtransmisión.

A P E N D I C E "A"

HERRAMIENTAS, MATEMATICAS

Para estudiar en detalle todos los posibles tipos de falla en un sistema de potencia recordaremos las bases matemáticas necesarias para poder interpretar adecuadamente los circuitos equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero correspondiente a cada uno de los tipos de falla (ref.2).

A.1 EL OPERADOR "a"

El operador "a", es un vector de magnitud unitaria y ángulo 120° .

Puesto en forma cartesiana quedaría:

$$a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^3 = 1$$

A.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS

En un sistema trifásico desbalanceado, el vector voltaje de cada fase será igual a la suma de las tres componentes llamadas de secuencia positiva, negativa y cero.

Aplicando el operador "a" a las relaciones de las componentes simétricas tendremos que:

$$V_a = V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2} = V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2}$$

$$V_b = V_{b_0} + V_{b_1} + V_{b_2} = V_{a_0} + a^2 V_{a_1} + a V_{a_2}$$

$$V_C = V_{C_0} + V_{C_1} + V_{C_2} = V_{a_0} + aV_{a_1} + a^2V_{a_2}$$

la cual en forma matricial sería:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix}$$

por conveniencia, sea

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad \therefore A^{-1} = -1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Para despejar V_{a_0} , V_{a_1} , V_{a_2} se premultiplican ambos miembros de la ecuación (A:1) por la matriz A^{-1}

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

$$\begin{aligned} \text{o bien: } 3V_{a_0} &= V_A + V_B + V_C \\ 3V_{a_1} &= V_A + aV_B + a^2V_C \\ 3V_{a_2} &= V_A + a^2V_B + aV_C \end{aligned}$$

con lo cual se está en posibilidad de:

- calcular las cantidades de fase conocidas las componentes simétricas,
- calcular las componentes simétricas en función de las cantidades de fase.

Las relaciones anteriores también son aplicables a las corrientes y quedan:

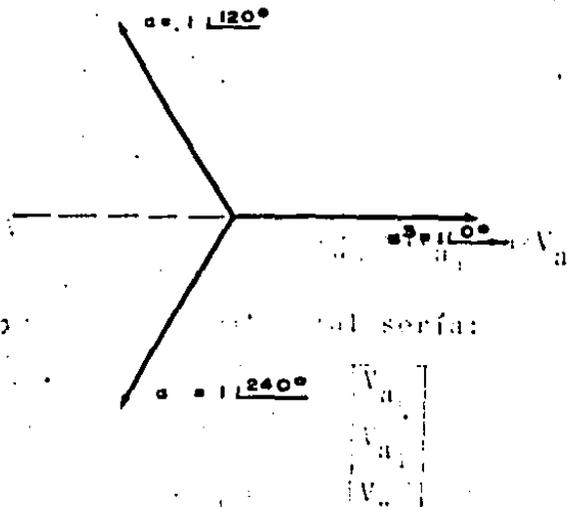


FIGURA A.1

REPRESENTACION DEL OPERADOR a , a^2 y a^3 .

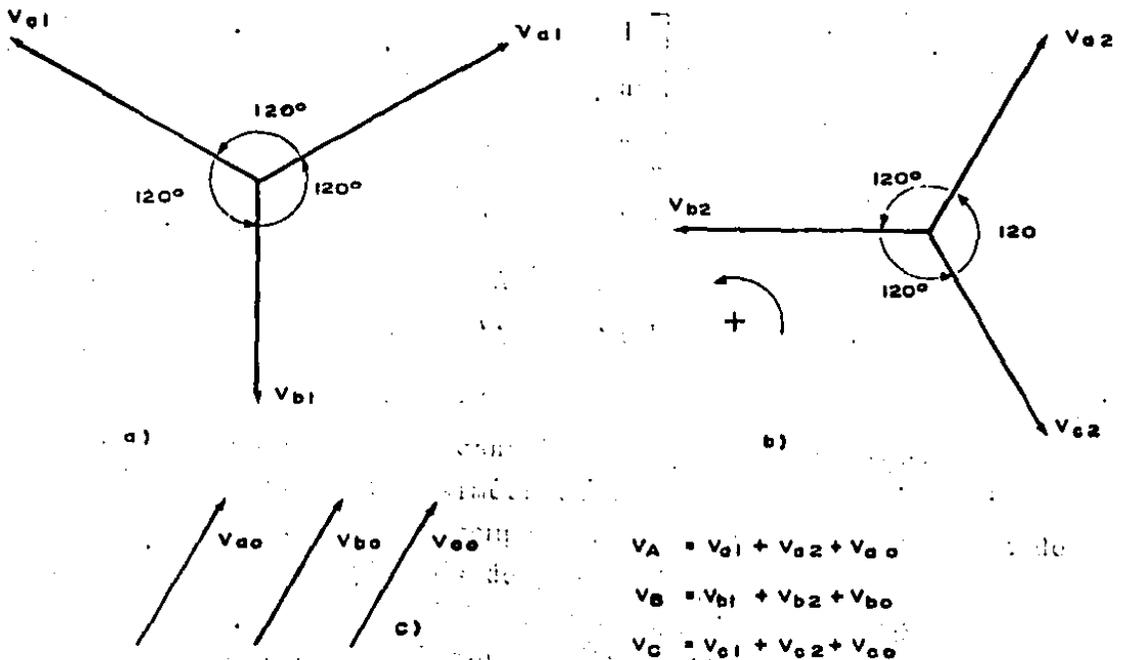


FIGURA A.2

COMPONENTES SIMETRICAS DE SECUENCIA A). POSITIVA,
B). NEGATIVA, Y C). CERO.

$$3I_{a_0} = I_a + I_b + I_c$$

$$3I_{a_1} = I_a + aI_b + a^2I_c$$

$$3I_{a_2} = I_a + a^2I_b + aI_c$$

Lo anterior es válido siempre y cuando se respeten estrictamente las reglas que limitan el uso de las componentes simétricas que son:

- a. Voltajes de secuencia positiva, negativa y cero inducen únicamente corrientes de secuencia positiva, negativa o cero respectivamente.
- b. Corrientes de determinada secuencia sólo podrán producir voltajes de esa misma secuencia.
- c. Los puntos a y b se resumen diciendo que: "no existe interacción entre secuencias distintas".
- d. Los elementos activos de la red, sólo generarán voltaje de secuencia positiva. Lo anterior es obvio; para que una máquina genere tensiones de secuencia negativa tendría que girar en sentido contrario. Sería así mismo imposible que V_A , V_B , V_C fueran iguales en magnitud y estuvieran en fase, característica de las cantidades de secuencia cero.
- e. Los voltajes de secuencia negativa y cero se consideran generados en el punto de falla, disminuyen en magnitud tan pronto nos alejamos de ese punto.
- f. El voltaje de secuencia positiva es cero en el punto de falla y máximo en los puntos de generación.
- g. Como las corrientes de secuencia cero están en fase y son del mismo tamaño, necesitan el neutro, 4° conductor, conexión a tierra, para poder circular.

A P E N D I C E "B"

ESTUDIO DE LOS TIPOS DE FALLA EN LAS LINEAS DE UN SISTEMA DE POTENCIA DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LAS FASES INVOLUCRADAS EN LA FALLA

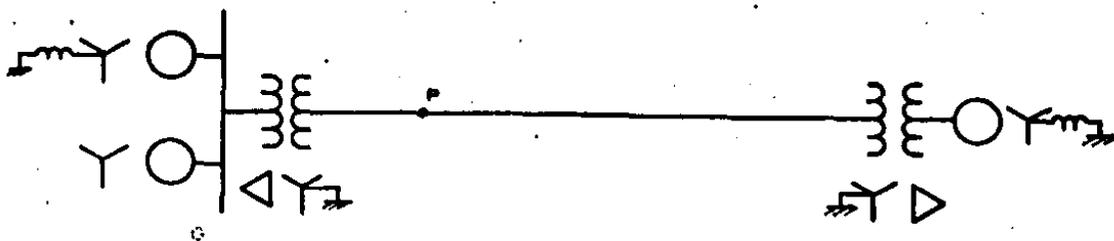
Con las herramientas matemáticas presentadas en el Apéndice "A", se realiza a continuación un estudio de los distintos tipos de falla que se presentan en un sistema de potencia (ref. 3 y 4).

Consideramos un diagrama unifilar de un sistema de potencia conteniendo tres máquinas sincronas como se muestran en la Figura B.1.

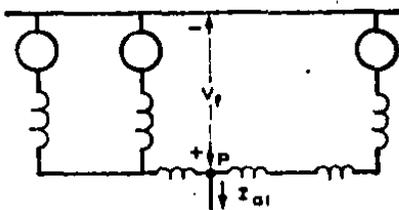
Puesto que no hay corriente de secuencia negativa o cero fluyendo antes de que ocurra la falla, el voltaje de la pre-falla entre el punto P y el bus de referencia es cero en los circuitos de secuencia negativa y cero. Las impedancias Z_2 y Z_0 son medidas entre el punto P y el bus de referencia en sus circuitos respectivos y dependen de la localización de la falla.

La ecuación para las componentes simétricas de los voltajes en la falla, de la Figura B.1 es:

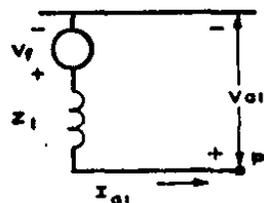
$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_f \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} \quad (1)$$



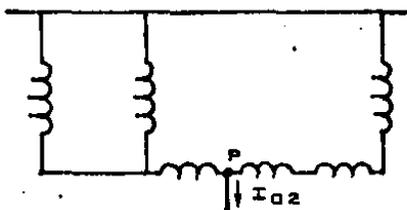
a) Diagrama unifilar del sistema trifásico balanceado



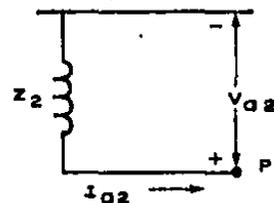
b) Circuito de secuencia positiva



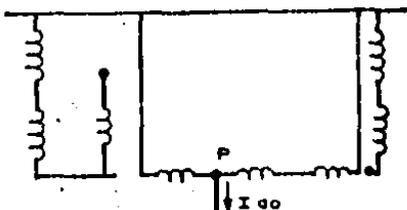
e) Equivalente Thevenin del circuito de secuencia positiva



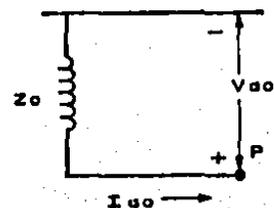
c) Circuito de secuencia negativa



f) Equivalente Thevenin del circuito de secuencia negativa



d) Circuito de secuencia cero



g) Equivalente Thevenin del circuito de secuencia cero

FIGURA B.1

DIAGRAMA UNIFILAR DE UN SISTEMA TRIFASICO, Y LOS TRES CIRCUITOS DE SECUENCIA DEL SISTEMA CON SUS EQUIVALENTES THEVENIN RESPECTIVOS, PARA UNA FALLA EN P.

Los voltajes de línea a tierra en la falla serán designados como V_a , V_b , y V_c , antes de que ocurra la falla y el voltaje línea a neutro de la fase a en la falla se llamará V_f , el cual es un voltaje de secuencia positiva, ya que el sistema se asume balanceado, cumpliéndose las relaciones de las componentes simétricas para los voltajes y las corrientes, discutidas en el Apéndice "A".

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad \text{y} \quad \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2)$$

B.1 FALLA DE FASE A TIERRA

Considerando que la falla ocurrió en la fase a, las condiciones para esta falla son:

$$I_b = 0 \quad I_c = 0 \quad V_a = 0$$

y las componentes simétricas de la corriente están dadas por:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$$

Por lo anterior hay componentes de secuencia positiva y cero y estas son iguales:

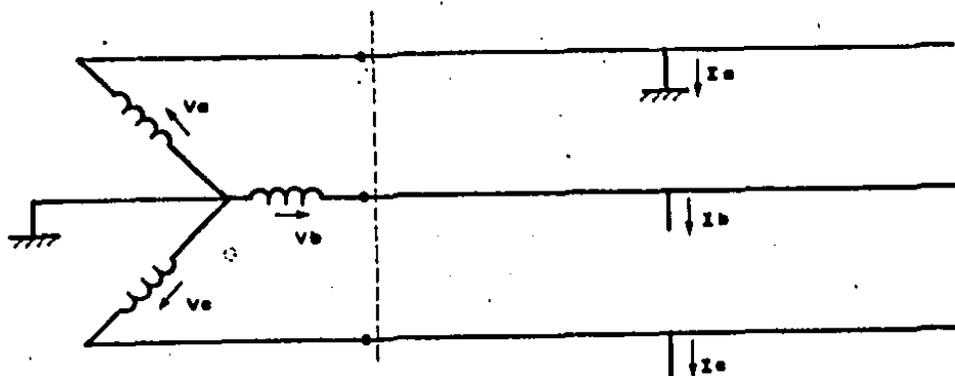


FIGURA B.2

DIAGRAMA DEL CIRCUITO PARA UNA FALLA DE FASE "a" A TIERRA.

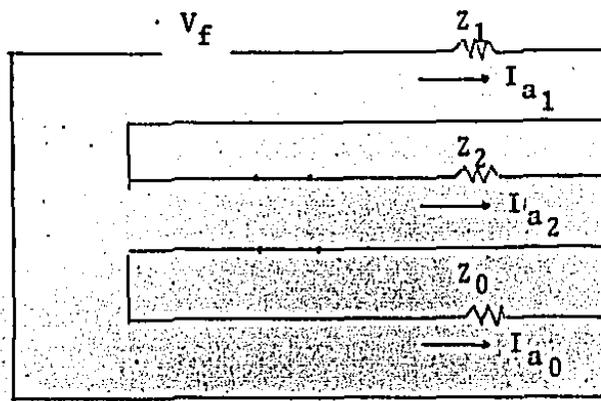


FIGURA B.3

CONEXIONES DE LOS CIRCUITOS DE SECUENCIA PARA UNA FALLA DE LA FASE "a" A TIERRA.

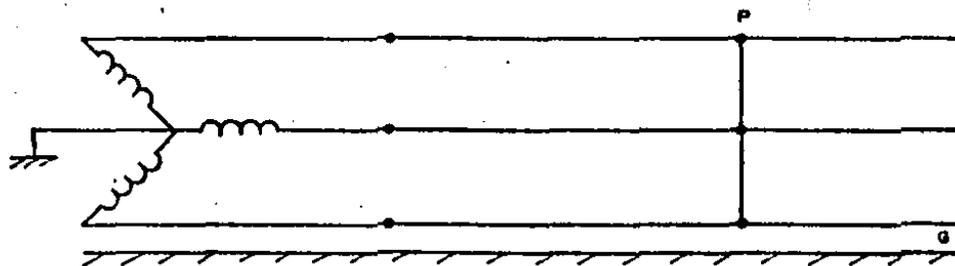


FIGURA B.4

DIAGRAMA DEL CIRCUITO DE UN SISTEMA DE POTENCIA PARA UNA FALLA TRIFASICA.

Para cumplir esta condición, las redes deberán conectarse en serie.

Substituyendo I_{a_1} por I_{a_2} e I_{a_0} en la ecuación (1) tenemos:

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_f \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a_1} \\ I_{a_1} \\ I_{a_1} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Resolviendo esta ecuación matricial nos queda:

$$V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2} = -I_{a_1} Z_0 + V_f - I_{a_1} Z_1 - I_{a_1} Z_2$$

y como $V_a = V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2} = 0$ despejamos I_{a_1} y obtenemos:

$$I_{a_1} = I_{a_2} = I_{a_3} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (4-a)$$

$$\text{además: } I_a = I_{a_1} + I_{a_0} + I_{a_2} = 3I_{a_0} \quad (4-b)$$

$$V_{a_1} = V_f - I_{a_1} Z_1 = \frac{V_f(Z_2 + Z_0)}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (4-c)$$

$$V_{a_2} = -I_{a_2} Z_2 = \frac{-V_f Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (4-d)$$

$$V_{a_0} = I_{a_0} Z_0 = \frac{V_f Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (4-e)$$

B.2 FALLA TRIFASICA

Para el circuito de secuencia positiva

$$3I_{a_1} = I_a + a I_b + a^2 I_c \quad (5-a)$$

Tomando como referencia la fase "A" y aplicando el operador "a", tenemos:

$$3I_{a_1} = I_a + a(a^2I_a) + a^2(aI_a)$$

$$3I_{a_1} = I_a + I_a + I_a$$

$$\therefore I_{a_1} = I_a$$

Para el circuito de secuencia negativa

$$3I_{a_2} = I_a + a^2I_b + aI_c \quad (5-b)$$

$$= I_a + a^2(a^2I_a) + a(aI_a)$$

$$= I_a + aI_a + a^2I_a$$

$$= (1 + a + a^2) I_a$$

$$= 0$$

y para el circuito de secuencia cero

$$3I_{a_0} = I_a + I_b + I_c \quad (5-c)$$

$$= I_a + a^2I_a + aI_a$$

$$= 0$$

Luego en condiciones trifásicas balanceadas, sólo existe secuencia positiva y la red equivalente será: (ver Figura B.5)

y obtendremos:

$$I_{a_1} = \frac{V_f}{Z_1} \quad (5-d)$$

B.3 FALLA LINEA A LINEA

Consideremos la falla en las fases "b" y "c".

Las condiciones de esta falla son las siguientes:



FIGURA B.5

CONEXION DE LOS CIRCUITOS DE SECUENCIA PARA UNA FALLA TRIFASICA.

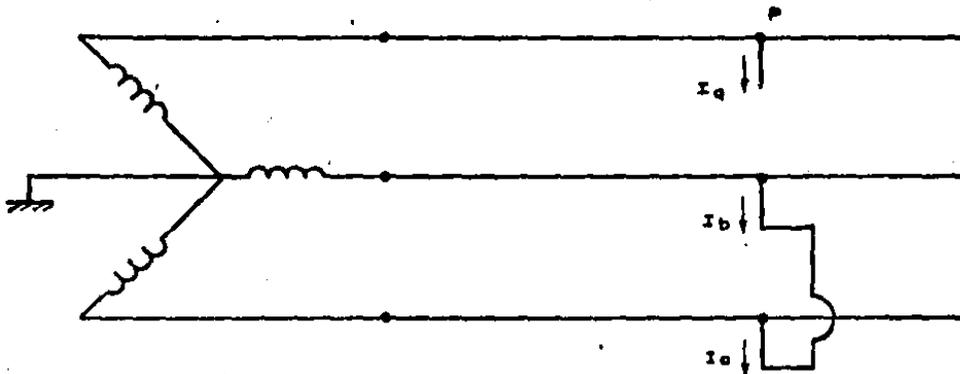
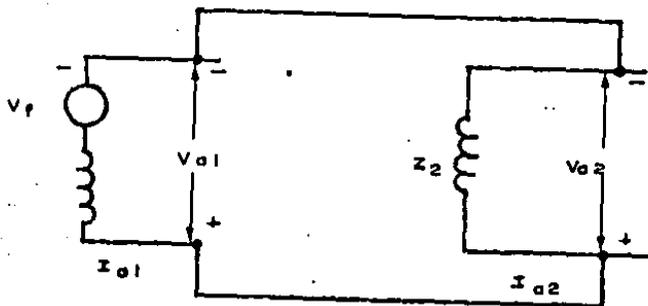


FIGURA B.6

DIAGRAMA DEL CIRCUITO DE UN SISTEMA DE POTENCIA PARA UNA FALLA LINEA A LINEA.



$$I_{a1} = -I_{a2}$$

FIGURA B.7

CONEXION DE LOS CIRCUITOS DE SECUENCIA PARA UNA FALLA LINEA A LINEA, ENTRE LAS FASES B y C

$$V_b = V_c \quad I_a = 0 \quad I_b = -I_c$$

y las componentes simétricas de los voltajes están dadas por:

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

de la cual encontramos: $V_{a_1} = V_{a_2}$

reemplazando $I_b = -I_c$ e $I_a = 0$ de la ecuación (2) tenemos:

$$\begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -I_c \\ I_c \end{bmatrix}$$

y por lo tanto $I_a = 0$; $I_{a_2} = I_{a_1}$

Con una conexión del neutro a tierra, Z_0 es finita, y $V_{a_0} = 0$, ya que $I_{a_0} = 0$

La ecuación (1) quedaría:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ V_{a_1} \\ V_{a_1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ V_f \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{a_1} \\ -I_{a_1} \end{bmatrix}$$

Realizando las operaciones indicadas en esta ecuación nos queda:

$$0 = V_f - I_{a_1} Z_1 - I_{a_2} Z_2$$

y resolviendo para I_a

$$I_{a_1} = I_{a_2} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2} \quad (6-a)$$

Luego la red equivalente para esta falla quedaría como en la Figura B.7.

Y además:

$$I_a = 3I_{a_1} \quad (6-b)$$

$$V_a = V_f - I_{a_1} Z_1 = \frac{V_f Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (6-c)$$

$$V_{a_2} = -I_{a_2} Z_2 = \frac{V_f Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (6-d)$$

B.4 FALLA DE DOBLE LÍNEA A TIERRA

Consideremos la falla entre las fases "b", "c" y tierra.

Las condiciones para esta falla son:

$$V_b = 0 \quad V_c = 0 \quad I_a = 0$$

y las componentes simétricas del voltaje están dadas por la ecuación (2), la cual quedaría:

$$\begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\therefore V_{a_1} = V_{a_2} = V_{a_0} = \frac{V_a}{3}$$

Substituyendo $V_f - I_{a_1} Z_1$ por V_{a_1} , V_{a_2} y V_{a_0} de la ecuación (3) y premultiplicando ambos lados por:

$$Z^{-1} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} 1/Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & 1/Z_2 \end{bmatrix}$$

obtenemos:

$$\begin{bmatrix} 1/Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & 1/Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_f - I_{a_1} Z_1 \\ V_f - I_{a_1} Z_1 \\ V_f - I_{a_1} Z_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & 1/Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ V_f \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix}$$

reconociendo que $I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0} = I_a = 0$, tenemos:

$$\frac{V_f}{Z_0} - I_{a_1} \frac{Z_1}{Z_0} + \frac{V_f}{Z_1} - I_{a_1} + \frac{V_f}{Z_2} - I_{a_1} \frac{Z_1}{Z_2} = \frac{V_f}{Z_1}$$

$$\therefore I_{a_1} \left(1 + \frac{Z_1}{Z_0} + \frac{Z_1}{Z_2} \right) = \frac{V_f (Z_2 + Z_0)}{Z_2 Z_0}$$

$$I_{a_1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 Z_0 / (Z_2 + Z_0)} \quad (7-a)$$

$$I_{a_2} = -\frac{Z_0}{Z_2 + Z_0} I_{a_1} = \frac{-Z_0 V_f}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (7-b)$$

$$I_{a_0} = -\frac{Z_2}{Z_2 + Z_0} I_{a_1} = \frac{-Z_2 V_f}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (7-c)$$

$$V_{a_1} = V_f - I_{a_1} Z_1 = \frac{Z_2 Z_0 V_f}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (7-d)$$

$$V_{a_2} = -I_{a_2} Z_2 = \frac{Z_2 Z_0 V_f}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (7-e)$$

$$V_{a_0} = -I_{a_0} Z_0 = \frac{Z_2 Z_0 V_f}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (7-f)$$

y la red equivalente para esta falla quedaría:
(ver Figura B.9)

B.5 FALLA DE LINEA ABIERTA

Consideremos que la fase a esta abierta entre los puntos X y Y como se muestra en la Figura B.10.

Las condiciones para esta falla son:

$$I_a = 0 \quad V_b = V_c = 0$$

Y siguiendo el mismo procedimiento que para una falla de doble fase a tierra obtenemos que:

$$I_{a_1} = \frac{V_f (Z_2 + Z_0)}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (8-a)$$

$$I_{a_2} = \frac{-Z_0 V_f}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (8-b)$$

$$I_{a_0} = \frac{-Z_2 V_f}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (8-c)$$

$$V_{1y} - V_{1y} = V_f - I_{a_1} Z_1 = \frac{Z_2 Z_0 V_f}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (8-d)$$

$$V_{2y} - V_{2y} = -I_{a_2} Z_2 = \frac{Z_2 Z_0 V_f}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (8-e)$$

$$V_{0y} - V_{0y} = -I_{a_0} Z_0 = \frac{Z_2 Z_0 V_f}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (8-f)$$

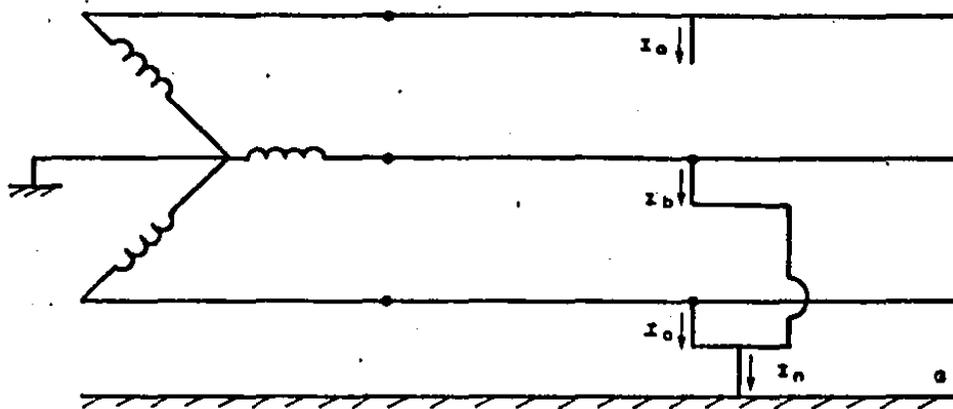


FIGURA B.8

DIAGRAMA DEL CIRCUITO DE UN SISTEMA DE POTENCIA PARA UNA FALLA DOBLE FASE A TIERRA.

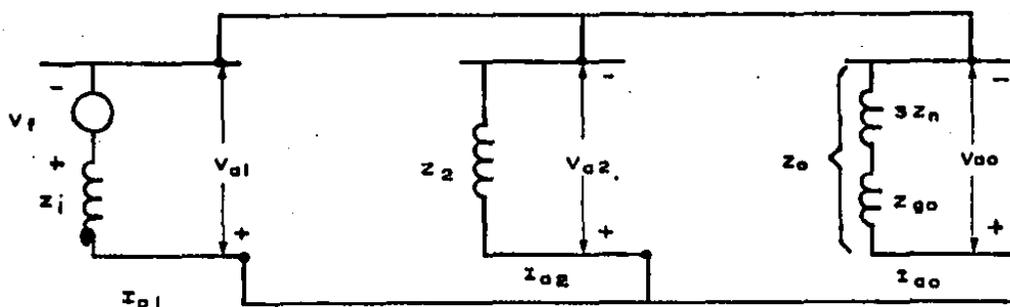


FIGURA B.9

CONEXION DE LOS CIRCUITOS DE SECUENCIA DE UN SISTEMA DE POTENCIA PARA UNA FALLA DOBLE FASE A TIERRA, ENTRE LAS FASES B y C

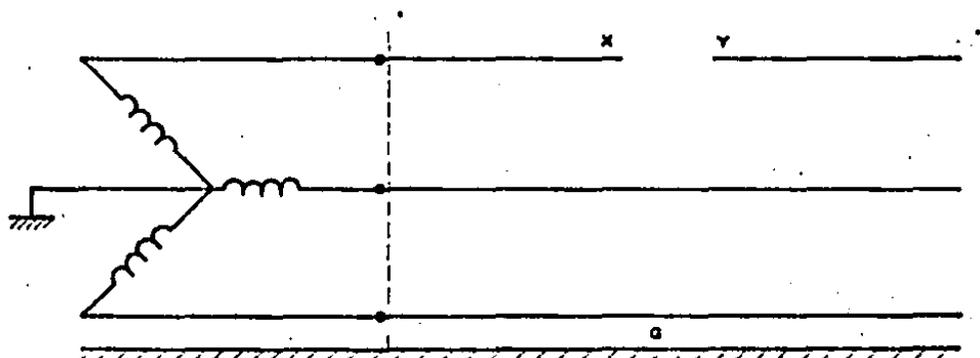


FIGURA B.10

DIAGRAMA DEL CIRCUITO DE UN SISTEMA DE POTENCIA PARA UNA FALLA DE LINEA ABIERTA.

B.6 FALLA DE LA DOBLE LINEA ABIERTA EN UN SISTEMA DE POTENCIA

Consideramos que las dos fases abiertas sean las fases b y c.

Las condiciones para esta falla son:

$$I_b = 0 \quad I_c = 0 \quad V_a = 0$$

y siguiendo un procedimiento similar al de la falla de fase a tierra obtenemos:

$$I_{a_1} = I_{a_2} = I_{a_0} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (9-a)$$

$$I_a = 3I_0 F \quad (9-b)$$

$$V_{1x} - V_{1y} = V_f - I_{a_1} Z_1 = \frac{V_f(Z_2 + Z_0)}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (9-c)$$

$$V_{2x} - V_{2y} = -I_{a_2} Z_2 = -\frac{Z_2 V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (9-d)$$

$$V_{0x} - V_{0y} = -I_{a_0} Z_0 = -\frac{Z_0 V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (9-e)$$

B.7 FALLA DE IMPEDANCIA EN UNA LINEA

Las relaciones para esta falla serían :

$$I_{a_1} = \frac{V_f(Z_2 Z_0 + Z_1 Z_2 + 3Z_0 Z_2)}{Z_1 Z_0 + Z_1 Z_2 + 3Z_1 Z_2 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (10-a)$$

$$I_{a_2} = \frac{Z_2 Z_0 V_f}{Z_1 Z_0 + Z_1 Z_2 + 3Z_1 Z_2 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (10-b)$$

$$V_{1y} - V_{1x} = V_f - I_{a_1} Z_1 = \frac{Z_2 Z_0 V_f}{Z_1 Z_0 + Z_1 Z_2 + 3Z_1 Z_2 Z_0 + Z_2 Z_0} \quad (10-c)$$

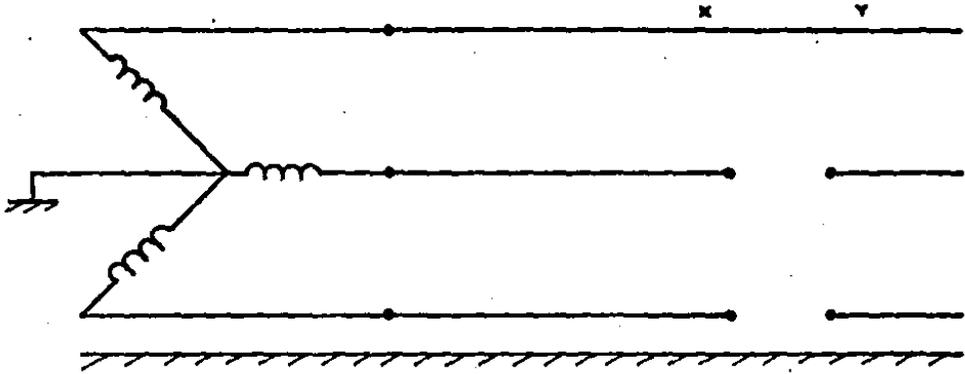


FIGURA B.11
 DIAGRAMA DEL CIRCUITO DE UN SISTEMA DE POTENCIA PARA UNA
 FALLA DE DOBLE LINEA ABIERTA.

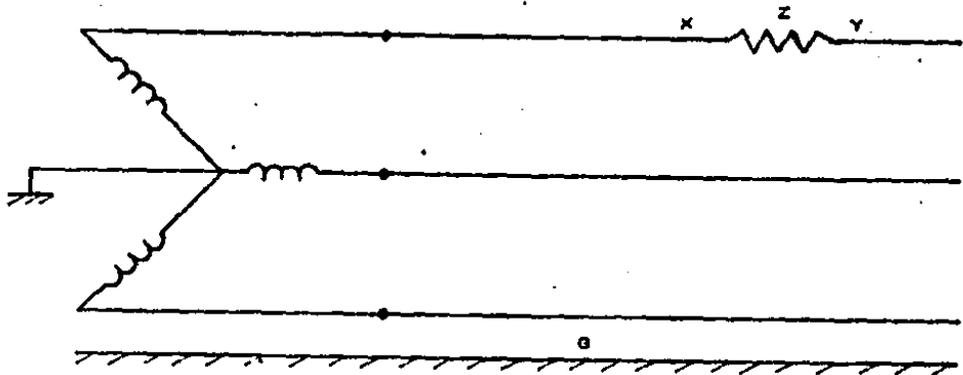


FIGURA B.12
 DIAGRAMA DEL CIRCUITO DE UN SISTEMA DE POTENCIA PARA UNA
 FALLA DE IMPEDANCIA EN UNA LINEA.

$$V_{2Y} - V_{2y} = - \frac{Z Z_2 Z_0 V_f}{Z Z_1 Z_0 + Z Z_1 Z_2 + 3 Z_1 Z_2 Z_0 + Z Z_2 Z_0} \quad (10-d)$$

$$V_{0Y} - V_{0y} = - \frac{Z Z_2 Z_0 V_f}{Z Z_0 Z_1 + Z Z_1 Z_2 + 3 Z_1 Z_2 Z_0 + Z Z_2 Z_0} \quad (10-e)$$

A P E N D I C E C

"RELACION ANGULAR DEL VOLTAJE Y LA CORRIENTE MUESTREADA"

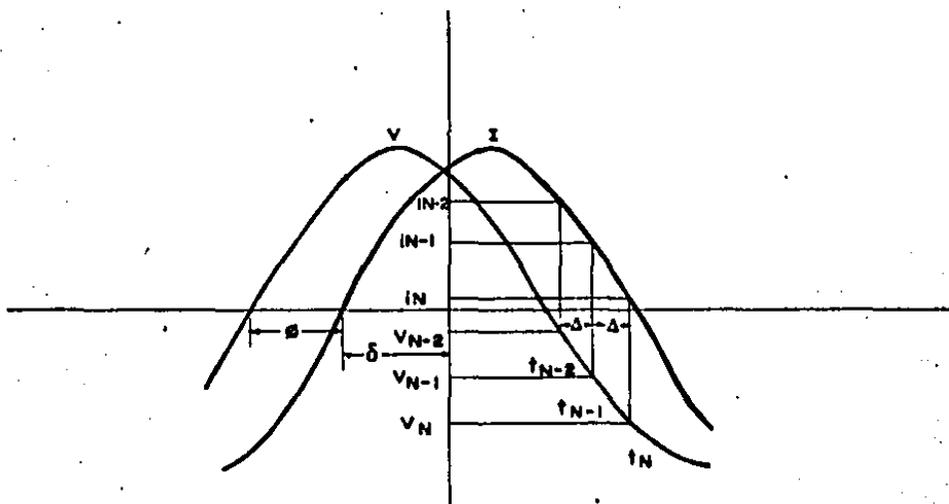


FIGURA C.1
RELACION ANGULAR DEL VOLTAJE Y LA CORRIENTE MUESTREADA.

Donde:

$$V_{n-2} = V_{PK} \text{sen}(Wt_n + \phi + \delta - 2\Delta)$$

$$V_{n-1} = V_{PK} \text{sen}(Wt_n + \phi + \delta - \Delta)$$

$$V_n = V_{PK} \text{sen}(Wt_n + \phi + \delta)$$

$$i_{n-2} = I_{PK} \text{sen}(Wt_n + \delta - 2\Delta)$$

$$i_{n-1} = I_{PK} \text{sen}(Wt_n + \delta - \Delta)$$

$$i_n = I_{PK} \text{sen}(Wt_n + \delta)$$

Ahora bien:

$$i_{n-1}^2 - i_{n-2}i_n = I_{PK}^2 \operatorname{sen}^2(\omega_{tn} + \delta - \Delta) - \operatorname{sen}(\omega_{tn} + \delta - 2\Delta) \operatorname{sen}(\omega_{tn} + \delta)$$

$$i_{n-1}^2 - i_{n-2}i_n = I_{PK}^2 \{ \frac{1}{2} - \frac{1}{2} \cos(2\omega_{tn} + 2\delta - 2\Delta) - \frac{1}{2} \cos(-2\Delta) + \frac{1}{2} \cos(2\omega_{tn} + 2\delta - 2\Delta) \}$$

$$i_{n-1}^2 - i_{n-2}i_n = I_{PK}^2 \{ 1 - \frac{1}{2} \cos(2\Delta) \}$$

$$i_{n-1}^2 - i_{n-2}i_n = I_{PK}^2 \operatorname{sen}^2(\Delta)$$

A P E N D I C E "D"

EL LENGUAJE PASCAL

El lenguaje PASCAL fué inventado en 1970 por el Profesor Niklaus Wirth de Zurich.

El lenguaje PASCAL fué el primer lenguaje en abarcar en forma coherente los siguientes conceptos:

1. PROGRAMACION ESTRUCTURADA

La regla básica de programación estructurada establece que todo proceso en un programa debe constar de postulados directos o de cualquiera de las tres siguientes estructuras de control:

1. Llamadas a procedimientos, subrutinas o funciones, esto es, una llamada a un módulo cerrado con una entrada y una salida.
2. Estructuras condicionales IF-THEN-ELSE anidadas a cualquier profundidad.
3. Estructuras iterativas DO-WHILE.

El lenguaje PASCAL además de tener las tres estructuras mencionadas tiene las extensiones siguientes:

1. Estructura CASE o transferencia condicional de control de tres o más alternativas.

2. Iteración de una operación hasta que una condición sea verdadera, conocida comunmente como DO-UNTIL.

2. ESTRUCTURA DE DATOS ESTÁTICA

Una estructura de datos estática es una estructura de datos que permanece fija en tamaño durante toda su vida.

En PASCAL los tipos ARRAY y RECORD nos permiten definir estructuras de datos estáticos. Siempre es posible determinar el tamaño de una estructura de datos estática examinando las declaraciones del programa. Una variable estática es referenciada por su nombre.

3. ESTRUCTURA DE DATOS DINÁMICA

Una estructura de datos dinámica permite la representación, dentro de la computadora, de problemas que requieren estructuras de datos (variables) que pueden crecer durante la ejecución. En PASCAL el tipo primitivo POINTER nos permite definir y referirnos a variables dinámicas. Una variable dinámica existe solo durante la ejecución del programa; por tanto no es posible determinar el tamaño de una estructura de datos dinámica a partir de su declaración. Una variable dinámica no tiene nombre, se le refencia indirectamente mediante un POINTER. Un POINTER contiene la dirección del objeto al cual apunta.

Generalmente tiene poco o ningún sentido crear una sola

variable dinámicamente. Más bien se crean estructuras de variables ligadas entre sí; tales como listas o árboles. Esto implica que una variable dinámica debe incluir al menos un campo para un pointer, además de los campos requeridos por la aplicación, lo cual nos conduce a que una variable dinámica sea un tipo de RECORD declarado por el usuario, pues el RECORD es la única estructura que puede tener varios campos de diferente tipo.

4. RECURSION

Se dice que un objeto es recursivo si forma parte de sí mismo o se define en función de sí mismo.

En PASCAL está permitido la recursión, esto es, un subprograma puede llamarse a sí mismo. La recursión es posible gracias a que al llamar a un subprograma, las variables locales de ese subprograma se crean dinámicamente en un área de memoria llamada STACK. Una llamada recursiva a un subprograma creará un nuevo conjunto de variables adelante de las primeras, sin destruirlas. El proceso se puede continuar mientras exista espacio en el STACK.

Cuando un subprograma regresa, sus variables locales se pierden, el espacio que ocupaban en el STACK es dejado libre.

R E F E R E N C I A S

1. Westinghouse Electric Corporation, Electrical Transmission and Distribution Reference Book, East Pittsburgh, PA (4th Edition), 1950.
2. Wagner C.F., and Evans R.D., Symmetrical Components, McGraw Hill Book Company, New York, H.Y.1933.
3. Stevensons J., William, D., Elements of Power System Analysis, 3th Edition, International Student Edition, Tokyo, 1975.
4. Lewis W.A., and Tippet, L.S., "Fundamental Basis for Distance Relaying on 3-Phase Systems", Protective Relaying for Power Systems, IEEE PRESS, Inc., New York, 1980, pp.6-20.
5. Westinghouse Electric Corporation, Applied Protective Relaying, Instrument Division Network, 1976.
6. IEEE Tutorial Course, Application and Coordination of Reclosers, Sectionalizers, and Fuses, IEEE Service Center, N.Y.1980.
7. Ender R.C., Aver G.G., and Wylie R.A., "Digital Calculation of Sequence Impedances and Fault Currents for Radial Primary Distribution Circuits", AIEE Transactions, (Power Apparatus and Systems). Vol.79, Part III, 1960, pp.1264-1277.

8. AIEE Committee Report, "Bibliography and Summary of Fault Location Methods", AIEE Transactions, (Power Apparatus and Systems), Vol.74, 1955, pp.1423-1428.
9. Stringfield T.W., Marbiart D.J., and Stevens R.C., "Fault Location Methods for Over-head Lines", AIEE Transactions, (Power Apparatus and Systems), Vol.76, 1957, pp.518-530.
10. Corlu T., "Design and Construction of an Instantaneous Fault Locator for High Voltage Transmission Lines", Corlu (Turgut), 1980.
11. Sangamo Weston, Instruction Manual DALD 2420/DLNS 1500 Solid State Fault Locator, Sarasota (Florida), 1976.
12. Phadke A.G., Hlibka T., Ibrahim M., Adamiak M.G., "A Microcomputer Based Symmetrical Component Distance Relay", Proceedings of PICA, 1979.
13. Phadke A.G., Ibrahim M., Hlibka M., "Fundamental Basis for Distance Relaying with Symmetrical Components", IEEE Transactions, (Power Apparatus and Systems), Vol.96, No.2, March/April 1977, pp.635-649.
14. Phadke A.G., Hlibka T., Adamiak M.G., Ibrahim, M., Thorp J.S., "A Microcomputer Based Ultra-High-Speed Distance Relay: Field Tests", IEEE Transaction, (Power Apparatus and Systems), Vol.PAS-100, No.4, April 1981.

15. Brigham E.O., The Fast Fourier Transform, Prentice Hall Inc., N.J. 1974.
16. Koepfinger J.L., "Automation and Reliability of H.V. Distribution Circuits", IEEE DES Winter Power Meeting, New York City, Jan 31, 1978.
17. Johnson, B.L., "Diagnose to Control Distribution Network Automatically" Transmission and Distribution, 1977.
18. Wolff, R.F., "The Time for Computerized Relaying is Here", Transmission and Distribution, February 15, 1980.
19. Solorzano, H.A., Baseve A.C., "Aplicación de Seccionadores Automáticos para elevar la Confiabilidad de las Redes de Distribución de la C.L.F.C." Documento IEEE-MEXICON-81, México 1981.
20. Heller R.P., Russell B.D., "Microprocessor Algorithm for Overcurrent Protection of Distribution Systems", Electric Power Institute Texas, Texas, 1979.
21. Gilbert R.J., "High Speed Transmission Line Fault Impedance Calculation Using a Dedicated Microcomputer", IEEE Transaction, (Power Apparatus and Systems), Vol.94 No.3, May/June 1975.
22. Hurley J.R., Secker S.A., Owen R.E., "Distribution System Automation-design Philosophy for a Distributed Microprocessor System", Proceedings of the American Conference, Vol.41 1979, pp.1173-1179.

23. Arafch S.A., "Hierarchical Control of Power Distribution Systems", IEEE Transaction on Automatic Control, Vol.C-33, No.2, April 1978, pp.333-343.
24. Schweppe F.C., "Power Systems 2000; Hierarchical Control Strategies", IEEE Spectrum, Vol.15, July 1978, pp.42-27.
25. Stadlin W.O., McKee A.D., "Computational Techniques for an Electrical Distribution and Information Control System", IEEE Transaction (Power Apparatus and Systems), Vol. 101, No.2, February 1982.
26. Berry C., Hirsch P., Tuel W.O., "Data Base Model for Distribution Facilities", IEEE Transaction (Power Apparatus and Systems), Vol.101, No.2, February 1982, pp. 365-370.
27. Leeds & Northup, "SCADA aids Distribution Operation", Electrical World, McGraw Hill, Inc., 1976.
28. Mccall L.V., "A Distribution Automation Demonstration Project", IEEE Transactions (Power Apparatus and Systems), Vol.100, No.4, April 1981.
29. Chen A.C., "Automated Power Distribution", IEEE Spectrum, April 1982, pp.55-60.
30. Bunch J.B., Castro C.H., Topka T.M., "Generalized Algorithms for Distribution Feeder Deployment and Sectionalizing", IEEE Transactions (Power Apparatus and Systems), Vol.99, March/April 1980, pp.549-557.

31. Redmon J.R., Gentz C.H., "Effect of Distribution Automation and Control on Future System Configuration", IEEE Transactions (Power Apparatus and Systems), Vol.100, April 1981, pp.1923-1931.
32. Cardenas A., Fundamentos de Teoria y Selección de Transformadores para Medición, Electrotécnica, S.A., Balteau, S.A., México 1981.
33. Reider J.N., El Transformador, UAM-Azcapozalco, México, 1981.
34. Blair W.E., "Communication for Distribution Automation and Load Management", Results of EPRI/DOE Research, 1981.
35. Tyner J.T., "Special Report: Communications Load Managements vital link", Transmission and Distribution, July 1981.
36. Martin, J., Organización de las Bases de Datos, Editorial Prentice/Hall International, Segunda Impresión, Madrid, 1980.
37. Wirth N., Algoritmos + Estructuras de Datos = Programas, Ediciones del Castillo, S.A., Primera Impresión, Madrid, 1980, pp. 134-296.
38. Grogono P., Programming in Pascal, Addison-Wesley Publishing Company, Inc., USA 1980, pp.223-259.

39. Knuth D.E., The Art of Computer Programming Fundamental Algorithms", Vol.1, Addison and Wesley, 1975, pp.305-406.
40. Jensen K., Wirth N., User Manual and Report, Second Edition, Springer-Verlag, New York Heidelberg Berlin, 1978.
41. Hewlett Packard, "PASCAL/640000 Compiler Reference Manual", HP64000 Logic Development System, USA, 1979.
42. Hewlett Packard, "PASCAL/64000 Compiler Supplement 8085", HP 64000 Logic Development System, USA, 1979.
43. Intel, MCS-80/85 Family User's Manual, Intel Corporation, Santa Clara, USA, 1979.
44. Inglis, D.J., et al., Distribution Data Base Design, Volumes 1,2 and 3, Electric Power Research Institute Final Report, EL-1150, August 1979.
45. Televideo, Operator's Manual Model 950, Copying ht., Televideo, USA, 1981.
46. Transdata, Operator's Manual Modemflex, Transdata, S.A., USA, 1979.
47. IIE, Controlador Programable de Secuencias: "COSEX", Cuernavaca, México, 1981.
48. IIE, Manual de Operación "Hardware" de la Unidad Terminal Remota "TRIIE-V3", División de Equipos, Depto. de Electrónica, Cuernavaca, México.

49. Intel, Component Data Catalog, Intel Corporation, Santa Clara, USA, 1982, pp.12-98 a 12-101.
50. Intel, UPI-41A User's Manual, Intel Corporation, Santa Clara, USA, April 1980.
51. IIE, Manual de Operación "HARDWARE" de la Unidad Terminal Remota TRIIE-V3, División de Equipos, Depto.de Electrónica, Cuernavaca, México 1981.
52. Intel, MCS-48 Family of Single Chip Microcomputers User's Manual, Intel Corporation, Santa Clara, USA, October 1981.
53. IIE, Manual de Operación "SOFTWARE" de la Unidad Terminal Remota TRIIE-V3 para el Sistema Tipo CDC, IIE División Equipos, Depto.de Electrónica, Cuernavaca, México, 1981.
54. IIE, Manual de Operación de la Estación Maestra Central CADIIE, IIE División de Equipos, Depto.de Electrónica, Cuernavaca,México, 1981.