



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROTECCIÓN, CONTROL Y
SUPERVISIÓN DE UNA
LÍNEA DE 230

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA
P R E S E N T A
María Mónica Fuentes Romero

Director de Tesis:
ING. AUGUSTO O. HINTZE VALDEZ



MEXICO, D. F.

1993

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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 está 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.

INTRODUCCION

Las líneas de transmisión de alta tensión representan la columna vertebral de cualquier sistema eléctrico de potencia y debe ser proyectada considerando dos aspectos: La reducción de pérdidas y la calidad del servicio.

En la transmisión de la potencia, parte de la energía se disipa sin ninguna utilidad; factores en apariencia ajenos al sistema, influyen para restar potencia. La contaminación ambiental provoca la corrosión en los equipos y daña el aislamiento favoreciendo la presencia de pérdidas.

La calidad del servicio, en el suministro de energía se mide, básicamente, en términos del número y duración de interrupciones en el suministro, así como por el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de los límites prefijados o nominales.

De lo anterior se ve la necesidad de instalar equipos especiales que establezcan, regulen y aumenten la capacidad de transporte de la línea.

La acción de las descargas atmosféricas, fallas del material y errores humanos hacen que se presenten disturbios en la red.

Estos pueden reducirse al mínimo si los sistemas están correctamente proyectados, con márgenes de seguridad económicamente razonables, pero aún en el casos en que los sistemas, eléctricos estén cuidadosamente proyectados, siempre existe la posibilidad de que se introduzcan incidentes y en tal

caso, estos deben ser eliminados de forma que quede desconectado del sistema la menor parte posible del equipo, a fin de que el mismo siga funcionando, lo cual se logra mediante la implantación de equipos de protección.

Los sistemas de protección constituyen hoy en el sector eléctrico una de las más complejas y cambiantes disciplinas, no sólo debido a la evolución experimentada en los sistemas eléctricos, sino también al incremento de las necesidades de energía.

La complejidad de estas tareas ha hecho imprescindible disponer de adelantos tecnológicos como son los controles automáticos, las telecomunicaciones, las computadoras y los microprocesadores para optimizar la vigilancia, protección y control de todo el sistema eléctrico de transporte de energía.

El presente trabajo intenta mostrar en forma general elementos y conceptos básicos que intervienen en la planeación del proyecto de la protección de las líneas eléctricas.

INDICE

CAPITULO I

Sistemas Electricos de potencia.

I.1	Transmisión	1
I.1.A	Estabilidad	
I.1.B	Perdidas	
I.1.C	Regulación de la tensión	
I.2	Configuración típica de subestaciones electricas	7
I.2.A	Esquemas de conexiones	
I.2.B	Ventajas de los esquemas	
I.3	Fallas en las líneas de alta tensión	10
I.3.A	Causas de fallas	
I.3.B	Sobretensiones en las líneas de transmisión	
I.3.C	Requerimientos basicos del analisis de fallas	

CAPITULO II

Dispositivos de protección, Señalización, Telemedida y Control.

II.1	Dispositivos de protección	26
II.1.A	Señalización	
II.2	Telemedida	36
II.2.A	Telemedida Analógica	
II.2.B	Telemedida Digital	
II.3	Control	42

CAPITULO	III	
	Protección de líneas de transmisión	45
	Filosofía de aplicación de protección de líneas	
III.1	Planificación de las protecciones	46
III.2	Tipos de protección	48
	III.2.A Protección de distancia	
	III.2.B Protección por piloto	
	III.2.C Elementos constitutivos de la portadora	
III.3	Esquemas de protección	55
	III.3.A Esquemas de protección direccional	
	III.3.B Esquema Híbrido	
	III.3.C Selección de los esquemas de protección piloto	
CAPITULO	IV	79
IV.1	Instrumentación	80
	Logica alambrada y logica programada	
IV.2	Arquitectura del microprocesador	83
	Hardware, Software e Interfases	
IV.3	Aplicaciones	89
	Recolección y tratamiento de datos en Línea	
	Protección para una subestación	
	Protección de sobre corriente	
	Funcionamiento de un rele polifásico.	
CAPITULO	V	113
V.1	Alarmas	113
V.2	Mantenimiento y normatividad	119
V.3	Consideraciones de diseño digital	121
	Una nueva concepción en protecciones.	

CAPITULO I

SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

Un sistema eléctrico de potencia puede ser dividido en generación, transmisión y distribución.

La generación trata de los problemas de la conversión de energía eléctrica.

La transmisión se refiere al transporte de potencia a grandes distancias y en altos voltajes. Las subestaciones de potencia conectan el sistema de transmisión. La distribución se hace normalmente en voltajes más bajos y es en esta red donde se conectan los consumidores.

I.1 TRANSMISION.

Las redes de transmisión incluyen líneas de potencia, barras colectoras y transformadores que transforman potencia de una red a otra. A la red se conectan también reactores y capacitores paralelos para regular los voltajes. De vez en cuando se conectan capacitores serie en las líneas de potencia para incrementar su habilidad de transferencia.

En un sistema eléctrico, las líneas y cables tienen la misión de enlazar los centros de generación-transmisión con el consumo, adaptándose a las condiciones del entorno rural o urbano. La protección de estos elementos, precisa de la mayor atención dado que son los más castigados del sistema por estar sometidos permanentemente a los fenómenos meteorológicos.

El nivel de las tensiones de transporte ha seguido un proceso muy acelerado, debido fundamentalmente al crecimiento de las potencias de generación y las grandes distancias existentes entre los centros de generación y de consumo.

En un sistema eléctrico, suelen distinguirse varios niveles de tensión.

TRANSPORTE	400	220	KV.
SUBTRANSPORTE	132, 110, 66		KV.
DISTRIBUCION	33, 25, 15		KV.

Entre las redes de transporte y subtransporte no existen diferencias sensibles. De hecho, la red de subtransporte es, en la mayoría de los casos, la primitiva red de transporte, cuya función queda cubierta por nuevos circuitos de 400 y 220 KV.

El diseño adecuado de las líneas de transporte requiere del análisis profundo de factores que sirven de base para determinar el rendimiento de las líneas una vez instaladas entre otros factores, se pueden mencionar: Estabilidad, Pérdidas y Regulación de Tensión.

I.1.A ESTABILIDAD.

Las redes de transmisión deben de mantener la estabilidad en cualquier circunstancia ya que cuando más elevado está el límite de estabilidad, tanto más puede cargarse la red en servicio normal. Por ello son cada vez más interesantes las medidas encaminadas al aumento de la estabilidad.

Los cortocircuitos trifásicos, por su importancia, pueden defasar los generadores de la red durante la primera oscilación al producirse la avería. En estos casos es posible adoptar medidas técnicas, tanto de sistemas como de servicios, para aumentar el límite de estabilidad. Entre las medidas más eficaces hay que destacar la reducción de la duración de la anomalía con la ayuda de interruptores automáticos rápidos y relés, así como la reducción de la reactancia de la red mediante la compensación en serie.

I.1.B PERDIDAS.

Las pérdidas de energía representan un factor importante que interviene en el estudio de los sistemas de transporte y sirven de base para determinar el rendimiento de la línea de transmisión. Las pérdidas de energía son debidas a su vez a:

Pérdidas por dispersión.
Pérdidas por efecto Joule.
Pérdidas por efecto corona.

Pérdidas de energía por dispersión.

El aislamiento entre los varios conductores de la línea nunca es perfecto; La rigidez dieléctrica del aire y de los aislantes interpuestos no es infinita, y por ello entre los conductores a distinto potencial fluye una cierta corriente proporcional al valor de la tensión. Como consecuencia, la corriente que llega al consumidor es menor que la existente en el origen de la línea; estas pérdidas son despreciables para las tensiones normales.

Pérdidas por efecto Joule.

La resistencia de los conductores es la causa principal de la pérdida de energía en las líneas de transporte ya que como se sabe, los conductores presentan cierta resistencia al paso de la corriente eléctrica, lo cual ocasiona pérdidas por efecto Joule.

Pérdidas por efecto Joule.

$$P = R_e \cdot I_e^2$$
$$W = P \cdot t = R_e \cdot I_e^2$$

donde:

- P = Pérdidas en Watts.
- R_e = Resistencia efectiva en Ohms.
- I_e = Corriente eficaz en Amperes.
- t = Tiempo.
- W = Pérdidas de energía.

Pérdidas por efecto corona.

Este fenómeno se presenta cuando el potencial de un conductor en el aire es llevado hasta un valor tal que se excede la rigidez dieléctrica del aire circundante. El efecto corona se manifiesta mediante una chispa y/o un contornamiento azulado que aparece alrededor del conductor, este efecto está acompañado por un sonido silbante y el olor de ozono. En presencia de humedad, se produce ácido nítrico. En las líneas de transmisión produce pérdidas de energía, y estas son: energía de ionización, energía en forma de calor y energía por la luz emitida.

Las pérdidas por efecto corona están determinadas por muchos factores: diámetro del conductor, número de conductores por fase, separación de fases, estado de la superficie del conductor, estado atmosférico, altitud, temperatura y tensión. La determinación precisa de las pérdidas, por consiguiente, no es posible.

I.1.C REGULACION DE LA TENSION.

Para conseguir la mejor utilización posible de una red es necesario mantener la tensión lo más cerca posible del mayor valor permitido por el nivel de aislamiento, independientemente de las fluctuaciones de carga activa y reactiva o de las modificaciones físicas de la red.

Elo requiere una buena regulación de la potencia activa y reactiva de la red.

Existen varios métodos para el control de la tensión:

Regulación de la tensión por escalones.

Inyección de potencia reactiva.

Banco de capacitores.

Regulación de la tensión por escalones.

El método de controlar la tensión en los circuitos de transporte está, en gran manera, determinado por la relación X/R y el tipo de servicio que se le impone. Los reguladores de tensión por escalones están instalados ocasionalmente en las líneas de transporte de alta tensión de un sistema eléctrico. En estas instalaciones, los escalones de control de la tensión en tanto por ciento de elevación o reducción tienen escaso significado en relación con el cambio de tensión obtenido.

Inyección de potencia reactiva.

Está perfectamente justificada la instalación de condensadores para mejorar los factores de potencia de las cargas, lo cual aliviará evidentemente el problema total del flujo de Vars. en el sistema de transporte; En general, se dispone de tres métodos de inyección:

- Condensadores estáticos en Shunt.
- Condensadores estáticos en serie.
- Compensadores síncronos.

La instalación de los anteriores elementos es muy ventajosa ya que se aumenta la estabilidad de la línea regulando su tensión y su factor de potencia. Su costo inicial y el costo capitalizado de los gastos de funcionamiento deben quedar compensados por las economías capitalizadas en las pérdidas de transporte y el valor de otros conceptos, tales como el aumento de la capacidad de transporte de la línea.

Banco de Capacitores.

La función de un capacitor instalado en paralelo, ya sea en forma unitaria o de grupo, es la de proveer Kilovars al sistema en el punto donde haya sido conectado. Esto con el fin de contrarrestar el defasamiento de la componente de corriente requerida por un motor de inducción como se muestra en la Figura. I.1.

Los bancos de capacitores genera varios efectos, uno o más de estos efectos pueden ser la razón para su aplicación:

- 1.- Aumenta el nivel de tensión en el lado de la carga, y mejora la regulación de voltaje.
- 2.- Reduce las pérdidas de potencia del tipo: I^2R y I^2X (reactiva), del sistema debido a la reducción de la corriente.
- 3.- Reduce la carga en Kva's en las fuentes de generación, lo que permite el crecimiento de la carga.

I.2 CONFIGURACION TIPICA DE S. E. 's.

Las subestaciones eléctricas. (S.E.'s.) Como medio de interconexión de los diferentes elementos del sistema, así como la adecuación de las tensiones para transmisión y distribución, desarrollan una labor importante dentro del sistema eléctrico de potencia. De acuerdo a la función que realizan se han clasificado en:

Subestaciones elevadoras.

Subestaciones de interconexión de la red en alta tensión.

Subestaciones reductoras para alimentar los sistemas de subtransmisión.

Aspectos como la continuidad del servicio, regulación de voltaje y control de la frecuencia, son los que determinan la configuración de las S.E.'s, así como el diseño de la línea de transmisión (L.T.), su protección, control y supervisión.

I.2.A ESQUEMAS DE CONEXIONES DE LAS S.E.'s.

Un sólo juego de barras colectoras principales y uno de auxiliares.

Doble juego de barras colectoras (Un partido).

Interruptor y medio.

Dos juegos de barras principales y un juego de barras auxiliares.

Un sólo juego de barras colectoras principales y uno de auxiliares.

En condiciones normales de operación, todas las líneas y todos los transformadores, están conectados a un solo juego de barras, el otro juego de barras se utiliza como auxiliar para poder sustituir cualquier interruptor por el interruptor común. (Véase La Figura. I.2)

Ventajas: Este arreglo de barras es sencillo y de fácil operación, además de constar de pocos elementos, limita rápidamente la falla.

Desventajas: la operación de la protección diferencial de barras desconecta todas las líneas y todos los transformadores conectados en las barras y las repercusiones en el sistema son tales que puede provocar un colapso total.

En cuanto a flexibilidad de operación, permite sustituir cualquier interruptor por el comodín, facilitando el mantenimiento o reparación de éstos sin tener que desconectar ninguna línea o transformador.

Doble juego de barras colectoras (Bus Partido).

Este se puede formar del anterior, conectando la mitad de líneas y transformadores a un juego de barras y la otra mitad al otro juego de barras, con el interruptor de amarre cerrado. (Véase La Figura. I.3).

Una falla en alguno de los juegos de barras podrá librarse con la protección diferencial, desconectando la mitad de los circuitos y la mitad de los transformadores. Como cada circuito de la línea puede llevar la carga de las dos, la pérdida de uno de los dos juegos de barras no causará la desconexión de los circuitos conectados al otro juego de barras, por sobrecarga.

Interruptor y Medio.

Actualmente ya se utiliza en S.E.'s. de 230 Kv., como por ejemplo en la S.E. Cerro gordo, dada su gran flexibilidad. Véase La Figura. I.4. En operación normal todos los interruptores están cerrados y cada juego de barras colectoras tiene su propia protección diferencial. Al operar alguna de las protecciones individuales de cada juego de barras, se desconecta el juego de barras correspondiente y sus interruptores, pero no se desconecta ninguna línea o transformadores.

Dois Juegos de Barras Principales y un Juego de Barras Auxiliares.

En este arreglo además de poder substituir cualquier interruptor por el comodín, permite tener repartidos los transformadores y líneas entre los dos juegos de barras principales y proteger cada uno de éstos con una protección diferencial independiente, evitando que en el caso de falla en las barras se desconecte toda la S.E. (Véase la Figura. 1.5).

En el caso de la red de 230 Kv. tal como quedó integrada en 1971 al complementarse el anillo y las entradas de las S.E.'s. Jamaica y Km - 0 que se caracteriza porque todas las líneas de transmisión son de doble circuito y cada circuito tiene capacidad de llevar, en caso necesario, la carga de los dos, además de que la capacidad instalada de transformadores en cada S.E. permite la desconexión de un transformador trifásico o monofásico (según el caso) y combinarlo por el extra, sin sobrecargar a los demás y permitiendo revisar o reparar un interruptor, desconectándolo sin desconectar por ello la línea o el transformador correspondiente.

En consecuencia se ha procedido a adoptar en la mayor parte de las S.E.'s. de 85 Kv. y de 230 Kv. el arreglo de dos juegos de barras colectoras con interruptor de amarré, que en condiciones normales de operación está cerrado. Cada juego de barras está protegido por una protección diferencial, de manera que, en caso de una falla en las barras, no se pierda más de la mitad de la S.E.

1.2.B VENTAJAS DE LOS ESQUEMAS.

El arreglo de un juego de barras colectoras es el más económico de todos, pero al haber falla en las barras se desconecta toda la S.E., por lo que es la menos recomendable.

El arreglo de interruptor y medio es más barato que el de doble juego de barras colectoras principales y uno de auxiliares, es el arreglo con mejores características de continuidad y servicio, además de flexibilidad de operación, por lo que es el arreglo más usado en S.E.'s., muy importantes en 230 Kv., aunque se utilicen muchos otros arreglos.

El arreglo de doble juego de barras colectoras es aún más económico que el anterior, sin embargo, debe recordarse que al fallar las barras colectoras, se desconecta la mitad de la S.E. y para revisar un interruptor debe desconectarse la línea o el transformador correspondiente.

La conexión en anillo para la sección de 230 Kv. en las S.E.'s. de 230/23 Kv. de distribución, da mayor confiabilidad y continuidad de servicio, facilita el mantenimiento, ahorra la protección diferencial y además, se puede convertir en un arreglo de interruptor y medio.

El diagrama de conexiones adoptado determina gran parte del costo de la instalación, no solamente por el equipo usado sino también por la extensión de la superficie ocupada por la S.E.

1.3 FALLAS EN LAS LINEAS DE ALTA TENSION.

El conocimiento profundo del funcionamiento de un sistema eléctrico, así como el comportamiento de cada uno de los elementos que lo integran, resulta imprescindible para el diseño de las protecciones que combinadas con sistemas de automatización se requieren en forma directa para el funcionamiento dinámico del sistema.

La descripción detallada de cada uno de los elementos que integran el sistema eléctrico de transporte saldría de los límites de estos apuntes, por lo que sólo analizaremos en forma superficial los disturbios que afectan al sistema.

1.3.A CAUSAS DE FALLAS.

Las fallas ocurren en todo el sistema eléctrico de potencia. Es imposible diseñar una red que nunca falle, por lo menos esto no es posible desde un punto de vista económico. Las principales causas de las fallas difieren de región en región. Es común tener fallas causadas por rayos, salinidad, contaminación, sabotaje y daños. El índice de fallas es normalmente alto en líneas de bajo voltaje en comparación con las de alto voltaje.

Distribución de fallas en una red de 400 KV.

Monofásicas	78 %
Bifásicas	19 %
Trifásicas	3 %

El análisis de las estadísticas de las fallas son un aspecto muy importante que debe tenerse en cuenta para la definición del sistema de protección adecuado.

El cálculo más usual es el correspondiente a cortocircuito trifásico, ya que a partir de los datos obtenidos se puede determinar la potencia de ruptura de los interruptores que hay que instalar. No obstante, en algunas aplicaciones será también necesario realizar cálculos de cortocircuito desequilibrados (bifásicos y monofásicos). Véase figura 1.6.

Las fallas se pueden dividir en dos grupos: Fallas en serie y fallas en paralelo. Las primeras se caracterizan por presentar diferentes valores de impedancia en las tres fases y pueden ser causadas por la rotura de una o dos fases de la línea.

Las fallas paralelo o cortocircuito son las más comunes y se caracterizan por el contacto eléctrico entre fases o entre fases y tierra, generalmente por medio de un arco.
Véase la figura I.7.

1.3.B SOBRETENSIONES EN LAS LINEAS DE TRANSPORTE.

El estudio de las sobretensiones en los sistemas eléctricos han adquirido importancia en los últimos años, a medida que se han incrementado todos los valores en los voltajes de transmisión y se requieren diseños en instalaciones eléctricas en alta tensión más confiables y económicas.

Las sobretensiones pueden ser clasificadas según su origen en:

Externas.

Internas.

Las de origen externo o atmosférico, como se comprende, afectan únicamente a las líneas aéreas, las que obedecen a causas internas pueden producirse en toda clase de instalaciones.

Sobrevoltajes de tipo externo.

En general, éstos pueden ser de tres tipos:

Carga estática.

Descarga indirecta.

Descarga directa.

Carga estática.- Estos sobrevoltajes se presentan en las líneas de transmisión por el simple hecho de que existan nubes sobre éstas y que las nubes sean desplazadas por el viento. Este caso es el menos peligroso ya que se disminuye considerablemente su efecto mediante el uso de hilos de guarda en las líneas de transmisión y bayonetas e hilos de guarda en las S.E.'s. que se encuentran permanentemente conectados a tierra y representan un medio de descarga natural.

Descarga indirecta.- Se presentan en instalaciones por la presencia de rayos que caen en puntos cercanos y que, por efectos de inducción electrostática y electromagnética, introducen transitorios en las instalaciones (formando un arco de fase a fase). Este tipo de sobrevoltajes es el más frecuente y puede ser grave dependiendo de la intensidad de la descarga.

Descargas directas.- En este caso la sobretensión llega al valor más alto y se forman arcos de polo a tierra en todos los conductores. Este tipo de sobretensiones son las menos frecuentes en las instalaciones pero las que pueden causar los daños más graves debido a la enorme cantidad de energía que trae consigo una descarga atmosférica, las corrientes que se presentan en este tipo de descargas, pueden alcanzar valores hasta de 100 kAmps., instantáneos, ya que introducen esfuerzos dinámicos y térmicos en la red.

Sobrevoltajes de tipo interno.

Son los que se presentan en las instalaciones por operación, fallas u otros motivos propios de la red. Estos pueden ser de dos tipos:

- Sobrevoltajes dinámicos.
- Sobrevoltajes transitorios.

Sobrevoltajes dinámicos. - Son aquellos excesos de voltajes sobre el voltaje nominal. Estos ocurren en la frecuencia nominal del sistema e incluso dentro de la tensión en estado permanente que puede resultar, con pequeñas variaciones por la desconexión de una carga, particularmente se presentan en el caso de las líneas de transmisión largas.

Sobrevoltajes transitorios. - Son aquellos que se presentan cuando ocurre un transitorio en la red, como una falla o una conexión o desconexión de circuitos. En general, en una operación de maniobra (switching) se presentan los dos tipos de sobrevoltajes. Los sobrevoltajes transitorios son particularmente peligrosos para los transformadores y los apartarrayos.

— En el caso de los transformadores, un valor elevado de este tipo de sobrevoltajes causa una fuerte saturación en el núcleo magnético, con el consecuente incremento de la pérdida en el hierro y calentamiento interno. Aún en intervalos cortos de operación, pueden conducir daños serios en el transformador.

— Por lo que se prefiere a los apartarrayos, los sobrevoltajes transitorios se vuelven peligrosos cuando su amplitud es mayor que el llamado voltaje de sello del apartarrayos, que no es más que su voltaje límite a la frecuencia del sistema. En estas condiciones, un sobrevoltaje transitorio hace que el apartarrayos se descargue; y descargas sucesivas, por ejemplo cada medio ciclo, pueden conducir a un exceso en la energía absorbida por el apartarrayos; y finalmente producir su destrucción.

Las operaciones que producen más frecuentemente este tipo de fallas son:

- Energización de transformadores en un sistema que tiene líneas existentes, ya operando.
- Rechazo de carga.
- Energización de líneas terminadas en transformador.

1.3.C REQUERIMIENTOS EMANADOS DEL ANÁLISIS DE FALLAS

- ___ Control jerárquico unificado y automático.
- ___ Control unificado de todo el sistema energético interconectado que, por una parte responda por su concepción y por otra, controle la confiabilidad de operación del sistema.
- ___ Mejorar la estabilidad, regulación y protecciones.
- ___ Abastecer de equipos de medición, comunicación y automáticos
- ___ Reforzar los enlaces entre los sistemas.
- ___ Distribución de la reserva por el sistema interconectado.
- ___ Control sobre el funcionamiento de los relés y de todos los dispositivos automáticos.
- ___ Elaborar dispositivos para la descarga del sistema.
- ___ Perfeccionar las normas y legislación que tramita el control del sistema eléctrico.

Lista de figuras incluidas en el capítulo I.

- I.1.- Capacitor instalado en paralelo.
- I.2.- Un juego de barras colectoras principales y uno de auxiliares.
- I.3.- Doble juego de barras colectoras, (bus partido).
- I.4.- Interruptor y medio.
- I.5.- Dos juegos de barras principales y un juego de barras auxiliares.
- I.6.- Diagrama de bloques del análisis de fallas.
- I.7.- Tipos de falla.

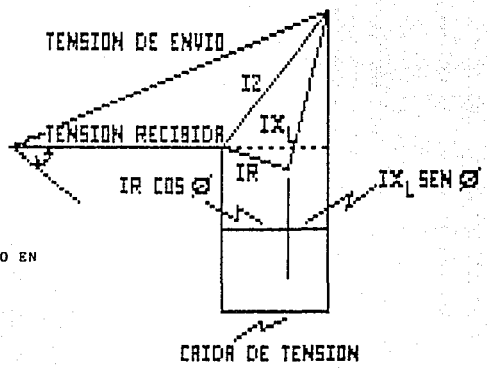
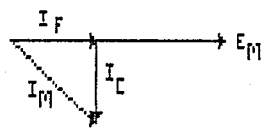
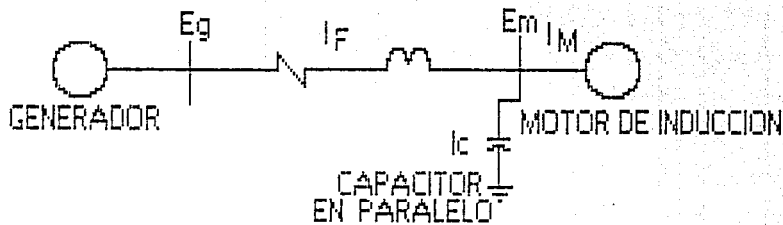


Figura 1-1 CAPACITADOR INSTALADO EN PARALELO.

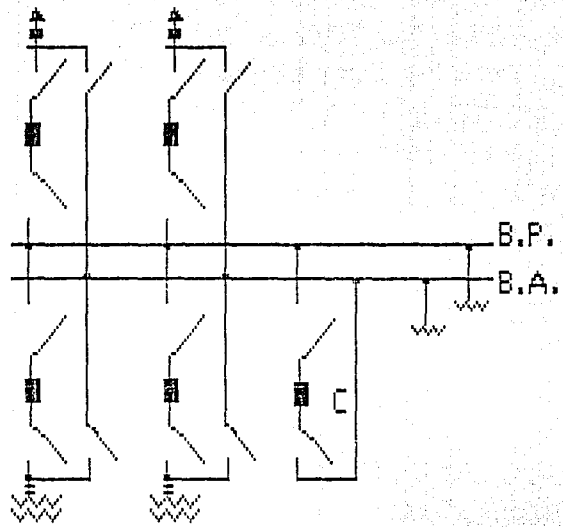


Figura 1. 2

Un juego de Barras Colectoras Principales y un juego de Barras Colectoras Auxiliares (var A)

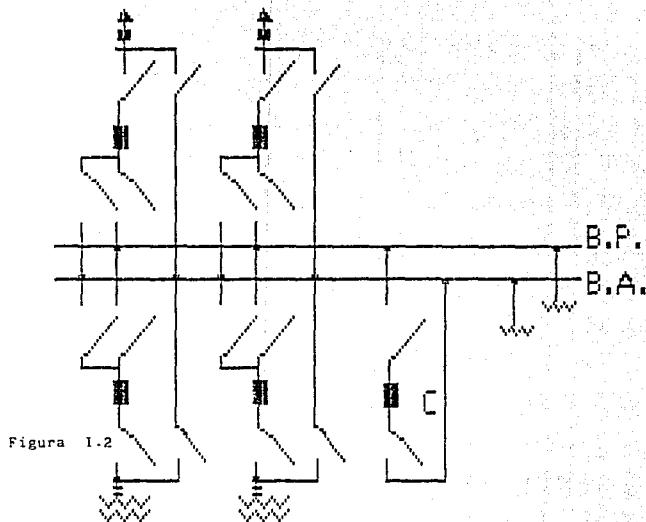


Figura 1.2

Un juego de Barras Colectoras Principales y un juego de Barras Colectoras Auxiliares (var B)

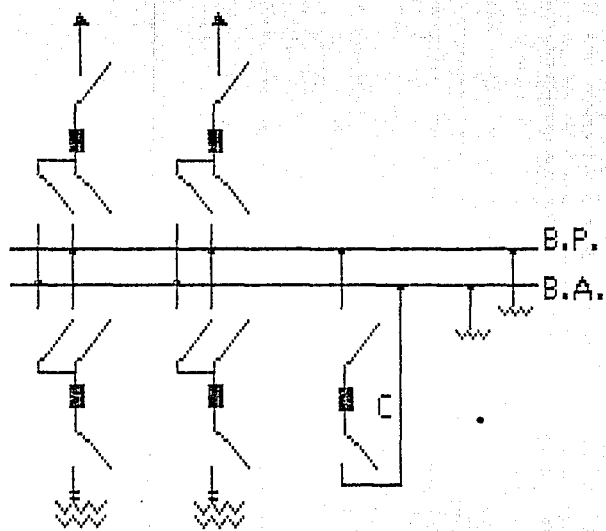


Figura 1.3

DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS

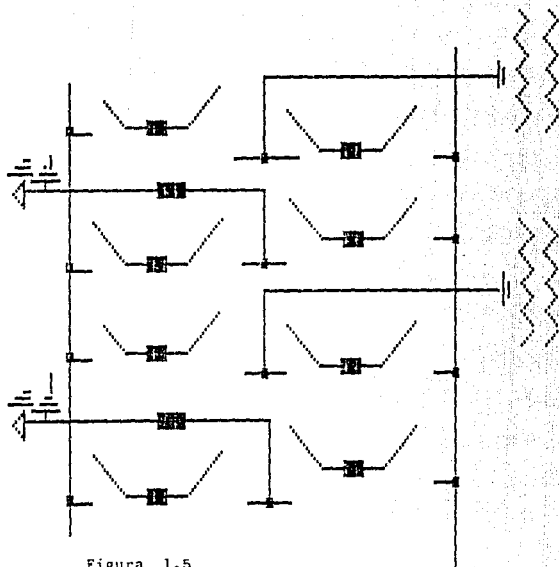


Figura 1.5

ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR.

Diagrama de Bloques del Programa de fallas

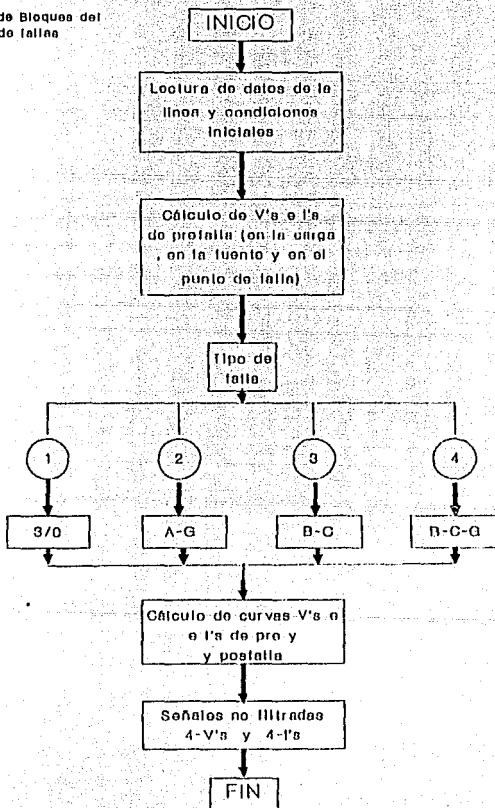
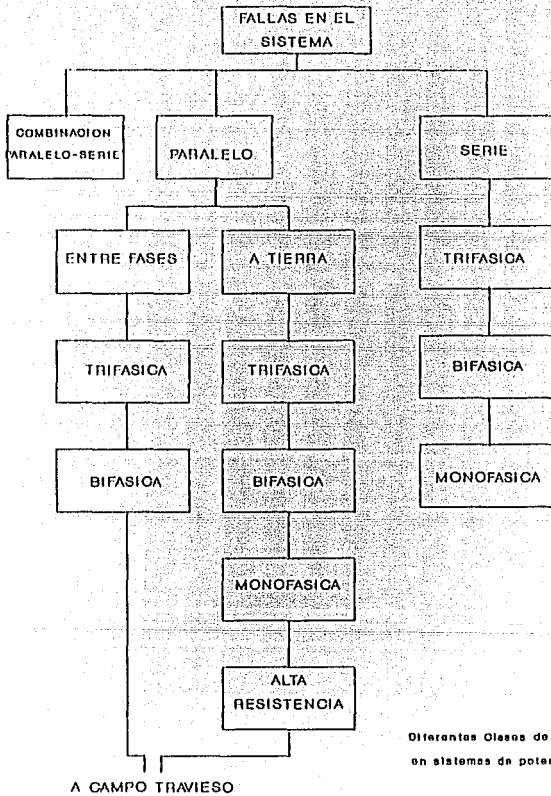


FIGURA 1.6



Diferentes Clases de Fallas
en sistemas de potencia

FIGURA 1.1

CAPITULO II

DISPOSITIVOS DE PROTECCION, SEÑALIZACION, TELEMEDIDA Y CONTROL.

DISPOSITIVOS DE PROTECCION Y TELEMEDIDA.

El progresivo aumento de los niveles de carga en las redes eléctricas y los efectos de los corto circuitos sobre los grandes grupos de generación han impuesto tiempos de eliminación de las fallas imposibles de obtener sin la utilización de protecciones del tipo cerrado, esto es, con intercambio de información entre los extremos del elemento protegido.

Cuando los elementos tienen los interruptores próximos como en el caso de los transformadores, este intercambio se puede realizar fácilmente, pero en el caso de las líneas, en que sus extremos están a gran distancia, es necesario establecer enlaces de telecomunicaciones, en cuyo caso el sistema de protección puede considerarse compuesto por las siguientes partes:

- II.1 Dispositivos de protección.
- II.2 Señalización.
- II.3 Telemedición.
- II.4 Control.

II.1 DISPOSITIVOS DE PROTECCION.

Las señales procedentes de una perturbación, detectadas por el circuito de medida y transformadas por un relé de protección en una señalización o en una señal de mando, atraviesan diversos aparatos y partes de las instalaciones tales como transformadores, líneas, relés, etc. -

Cualquier dispositivo de protección consta de los elementos indicados en la figura II.1.

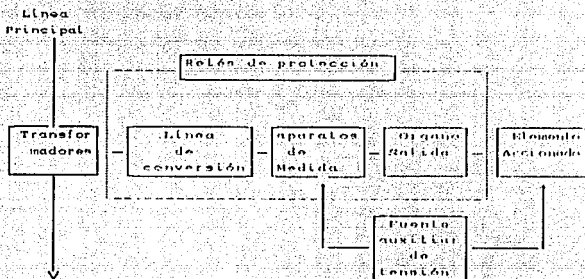


Figura II.1.

Los transformadores. Detectan las señales procedentes de una perturbación (corrientes, tensiones, etc.), y los convierten en señales aptas para ser recogidas por el relé de protección es decir, de débil potencia y de baja tensión. Por lo general estos dispositivos de protección, se dividen en Transformadores de intensidad (TI) y Transformadores de tensión (TP) los cuales además, sirven de aislamiento eléctrico entre las partes de alta y de baja tensión de las instalaciones.

Líneas de conexión. Transportan, a un nivel no peligroso para el personal, la señal detectada por los transformadores y la transformada por los relés hasta el lugar de utilización. Para no sobrecargar los transformadores de intensidad, (Particularmente en las protecciones por comparación de distancia y contra las puestas a tierra), debe proveerse una sección suficientemente grande para las líneas de conexión. Para los transformadores de intensidad de 1 amp., hay que tener en cuenta la tensión que aparece en las líneas, en caso de cortocircuito.

Aparatos de medida. Son, sin duda, la parte más importante del dispositivo de protección; aquí se miden las señales procedentes de los dos anteriores elementos, previamente adaptadas. Esta sección determinará cuando deben entrar en funcionamiento los correspondientes dispositivos de protección.

Los relés. Son dispositivos, accionados por una variación en las características de funcionamiento de otros dispositivos, en el mismo circuito eléctrico o en otros circuitos eléctricos distintos.

Clasificación de los relés, de acuerdo con el objeto de su instalación:

Relés de medida.

Relés de protección.

Por lo general los relés de protección y de medida son automáticos, es decir que dependen de las condiciones de funcionamiento de la red.

- Relés de medida. Son los dispositivos que permiten medir valores eléctricos y cuyo funcionamiento determina una modificación de los acoplamientos, son sensibles a la corriente a la tensión, algunos también pueden ser sensibles a la frecuencia, se dividen en:

- a) relés amperimétricos.
- b) relés voltimétricos.

- Relés de protección. Destinados a proteger un circuito eléctrico contra las condiciones anormales de funcionamiento o reducir al mínimo las posibles averías.

Las magnitudes a las que el relé de protección ha de ser sensible para revelar la presencia de un defecto en el órgano que protege son:

- Aumento de la intensidad de corriente.
- Disminución de la tensión.
- Disminución de la impedancia aparente.
- Comparación de la fase o de las corrientes de entrada o salida.
- Inversión del sentido de la potencia entre E/S.

Clasificación de los relés de protección por su forma de funcionamiento.

Relés directos.

Relés indirectos.

Relés directos.

Son todos aquellos sistemas en los cuales el elemento de medida es, generalmente, el mismo que el de corte - o está incorporado en él - y la magnitud que hay que controlar, normalmente la intensidad se aplica a la protección sin ningún tipo de transformación (bobinas en serie con la entrada del interruptor).

Relés indirectos.

Son aquellos en que las magnitudes que hay que controlar (tensión, intensidad, temperatura) se transforman en valores normalizados antes de inyectarse al relé de protección.

En general, estos sistemas son más costosos que los directos al precisarse de transductores y elementos de corte. Sin embargo con su aparición el concepto de protección alcanza su plenitud.

Los principales tipos son:

Relés electromagnéticos

Relés de bobina móvil.

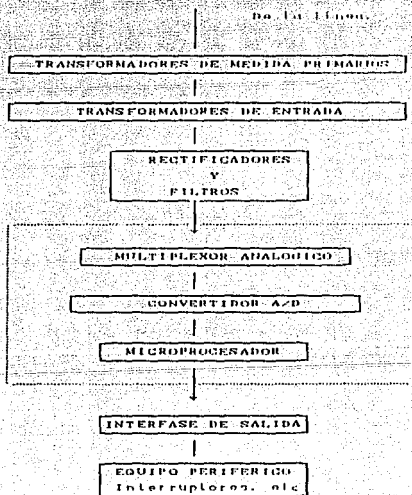
Relés de electrónica convencional.

Relés electrónicos digitalizados.

Relé electrónico digitalizado.

La aparición en el mercado de los primeros microprocesadores, impulsó a los grandes fabricantes de protección a diseñar equipos y sistemas, aprovechando el desarrollo tecnológico de donde se tiene el relé digitalizado. (Véase figura II.2).

Figura II.2. Diagrama de bloque de un relé digitalizado.



El bloque de entrada comprende los transformadores de corriente auxiliares, rectificadores y filtros de las distintas fases de todas las líneas, un multiplexor analógico y un convertidor analógico digital el cual está acoplado a un puerto de entrada de la computadora.

El segundo bloque es la microcomputadora, cuya función principal es calcular el tiempo de operación de la protección correspondiente.

El bloque de salida posee un contador digital regresivo así como circuitos de disparo, alarmas y señalización. Este elemento inicia el disparo del interruptor cuando ha transcurrido un tiempo igual al calculado por la computadora.

Ventajas de la introducción de microprocesadores a este sistema.

--Fiabilidad para incorporar autodiagnóstico y funciones automáticas de inspección lo cual representa una gran mejora en la seguridad.

--Las funciones del relé son realizadas en la medida de lo posible por software, por lo tanto se pueden tener varios tipos de relés que tengan idéntico hardware.

Los órganos de salida. Son los elementos intermediarios entre la salida del relé y los órganos accionados por él mismo, generalmente, las bobinas de mando de los disyuntores. Engloban todos los elementos que pueden aumentar la potencia de estas señales. Los órganos de salida clásicos son los contactores de mando o bien, los elementos lógicos de acoplamiento con sus correspondientes dispositivos de amplificación.

Elemento accionado. Generalmente, las bobinas de mando de los interruptores que producen la desconexión, en caso de perturbación.

La misión del interruptor es doble: La de unión o separación de redes e instalaciones en el caso de maniobras, separación de las zonas averiadas en el menor tiempo posible. Siendo el equipo que materializa las órdenes de las protecciones y automatismos.

Todos los interruptores utilizados por la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E), para diferentes tensiones de servicio, deben ser para servicio tipo intemperie y operar a 60 Hz.

Para el caso de las líneas de 220 los interruptores funcionan en hexafluoruro de azufre "SF₆", que es el medio de extinción del arco eléctrico.

Finalmente, existe siempre una fuente auxiliar de tensión que actúa como órgano de alimentación del dispositivo de protección. Esta fuente auxiliar puede ser una batería de acumuladores de baja tensión, un dispositivo de tensión nula, o bien, la propia red, a través de los correspondientes transformadores de intensidad y de tensión.

II.1.A SEÑALIZACIÓN

La finalidad de los equipos de señalización es suministrar la información básica que permita analizar el comportamiento de las protecciones y aparatos de interrupción y maniobra.

Señalización poco compleja.- En caso de incidente suena una alarma acústica y se iluminan las lámparas correspondientes a

los relés e interruptores que han actuado, el operador toma nota de las lámparas encendidas y acto seguido pulsa el botón de borrado.

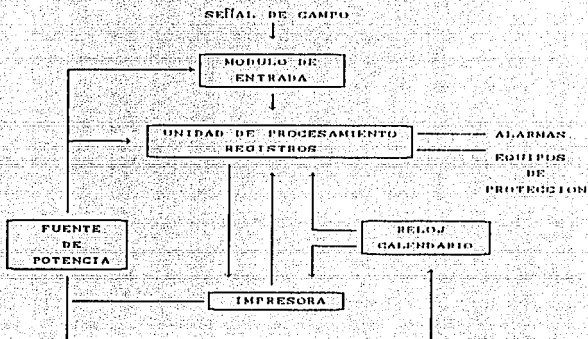
Conforme las instalaciones crecen en complejidad, se hace necesario no sólo instalar protecciones más sofisticadas, sino también equipos de señalización acordes con las circunstancias. Para este caso son útiles los equipos osciloperturbógrafos y los registradores cronológicos.

El registrador cronológico sustituye los equipos de señalización de lámparas. Su gran ventaja es que las señales se registran sobre el papel de forma cronológica, con tal precisión que permite analizar la inscripción literal de cada alarma recibida.

El osciloperturbógrafo (vease figura II.3). Dada la rapidez con que se suceden los eventos desde la detección de la falla hasta que el sistema se estabiliza nuevamente después de la operación de los sistemas de protección, es imposible verificar, en tiempo real, el funcionamiento de los dispositivos de protección, ni mucho menos "ver" la respuesta general del sistema a una falla determinada, lo cual es útil para determinar las causas de las fallas y tomar las acciones preventivas o correctivas pertinentes.

El osciloperturbógrafo permite, merced a su memoria electrónica, visualizar las magnitudes de tensión e intensidad antes durante y después del incidente ocurrido en el sistema, indicando con la precisión requerida, el tiempo de duración del funcionamiento de las protecciones de los interruptores y de los diferentes equipos automáticos.

Figura II.3. Diagrama de bloques del oscilógrafo.



Descripción general. Con el fin de dar un conocimiento completo del fenómeno observado, un dispositivo de retraso permite restituir las informaciones vigiladas desde 400 milisegundos antes del instante de recepción de las señales de inicio del registro (arranque) y hasta varios instantes después.

El sistema se compone de una unidad de procesamiento y uno o varias unidades de registro.

La unidad de registro se ocupa del monitoreo continuo y almacenamiento temporal del estado de las señales de entrada, hasta la recepción de una señal de arranque para realizar entonces la operación de almacenar información permanente para su posterior análisis.

La unidad de procesamiento permite hacer un estudio gráfico detallado de la información referente a un disturbio detectado por cualquiera de las unidades de registro.

La unidad de registro está compuesta de bloques funcionales que permiten transmitir el estado instantáneo de entrada -analógicas-digital- al bus principal, en forma de magnitudes binarias proporcionales al valor instantáneo de las señales de entrada al momento del muestreo.

El módulo de muestreo detecta las señales de arranque y transfiere la información de la memoria al módulo de control para su registro en forma permanente.

El módulo de control recibe la señal de la falla capturada y realiza el proceso de grabación de la falla en disco, incluye la información de la fecha y hora en que fue detectada; además controla las señalizaciones, alarmas del sistema y verifica constantemente su funcionamiento correcto.

Entre las fallas que deben detectar estos equipos en forma visual y sonora están:

- Falla de la tensión de corriente directa.
- Falla de la tensión en los transformadores de potencial.
- Bloqueo de la apertura de un interruptor.
- Sobrecargas en líneas de transmisión.

II.2 TELEMEDIDA.

Transmisión a distancia de los valores de medida.- A menudo se presenta la necesidad de transmitir a grandes distancias cualquier tipo de valor de medida, de forma que ello no es posible por simple prolongación de los conductores de conexión del aparato de medida.

Las corrientes y tensiones se pueden transmitir sólo directamente através de cables y a distancias limitadas, mientras que con frecuencias o impulsos proporcionales al valor de la medida, con la correspondiente amplificación, es posible salvar cualquier distancia mediante sistemas radiofónicos y de frecuencia portadora.

Los sistemas de telemida se pueden clasificar en dos categorías: Analógica y digital.

II.2.A ---Telemida analógica.

Transmisión. La telemida analógica se usa extensivamente, debido a que la mayoría de transductores produce una señal eléctrica en C.C. analógica de una magnitud primaria. Esta señal puede transmitirse directamente a un lugar remoto mediante cable o pares de hilos. Los pares de hilos pueden clasificarse como enlace de telemida de C.C.

Con procesos más complicados de analogía eléctrica en la transmisión y recepción respecto a puntos remotos, la información puede transmitirse, mediante un enlace de portador de C.A., como en un sistema telefónico, portadora sobre líneas de transporte de energía, o radio. La forma más común de enlace por radio es mediante microondas.

La tabla 1, proporciona una lista comparativa de las distintas técnicas analógicas de teledida, incluyendo las portadoras sobre líneas de transporte de energía de banda estrecha, conmutadas por desvío de frecuencias (FSK).

elemento primario	Transmisor de teledida	Sistema de portadora		Receptor de frecc.	dispositivo final
Potencia	tensión corriente impulso frecc.	Línea de hilo		tensión impulso frecc. variable	Contador Registro
Tensión	Transmisor de frecc. PDM *	Transmisor y receptor de corriente portadora de banda estre.	línea de transp. de energía	Receptor de frecc. PDM *	sistema de control analógic
Corrient	Transmisor de frecc. PDM *	Transmisor y receptor de tono de audio de banda estrecha	cable/hilo desnudo sistema telefónico, portadora por línea aérea, microondas	Receptor de frecc. PDM *	convertidor analógic digital

* PDM (modulación por duración de impulso)

Tabla 1. Clasificación de la teledida analógica.

La figura II.4. Muestra elementos esenciales del circuito de telemedida de tipo frecuencia combinada con un sistema de tonos de banda estrecha de frecuencia multiplex y un portador de audio.

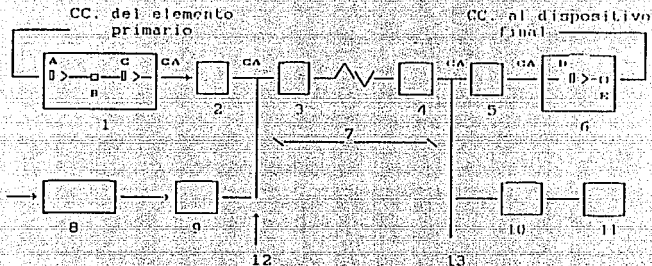


Figura II.4. Telemedida analógica del tipo frecuencia combinada

- 1.- Transmisor de frecuencia variable: A- Preamplificador, B- oscilador controlador de tensión, C- amplificador de salida.
- 2.- Oscilador de tono de AM o FSK
- 3.- Canal telefónico
- 4.- Idem. 3
- 5.- Receptor de tono de AM o FSK
- 6.- Receptor de frecuencia variable: D- amplificador, E- convertidor de frec. pulsos
- 7.- Portadora por línea aérea, telefónica o microondas
- 9.- oscilador de tono
- 10.- Receptor de tono
- 12.- Señal que llega de los transmisores de tono adicional y transmisores de frecuencia variable.
- 13.- Señal que va a los receptores de tono adicionales y receptores de frecuencia variable.

II.2.B ---Telemedida digital

Conversión. La telemedida digital se refiere a la generación y transmisión de un código de impulsos para cada elemento de un conjunto de niveles discretos de una magnitud o señal permixiva por ejemplo, una señal analógica se muestrea periódicamente y se convierte en un grupo de dígitos binarios (bits) que representan únicamente el valor de la muestra.

Esta conversión (cuantificación) se consigue mediante un convertidor analógico - digital. Más simplemente un contador puede estar conectado a la salida de impulsos de un dispositivo integrador.

---Telemetría digital modulada por duración de impulsos.

La telemetría digital se usa ampliamente en la industria eléctrica para la transmisión periódica de los impulsos acumulados en los contadores de energía activa. Estos datos se usan para la facturación, la contabilidad y el control. En la fig. II.5. Puede verse un sistema de telemedida. En la operación por modulación de base de duración de impulso (PDM), los bits uno y cero se cambian a impulsos largos e impulsos cortos y se añaden impulsos de paridad, de acuerdo con un algoritmo de codificación para permitir la detección de errores en el receptor.

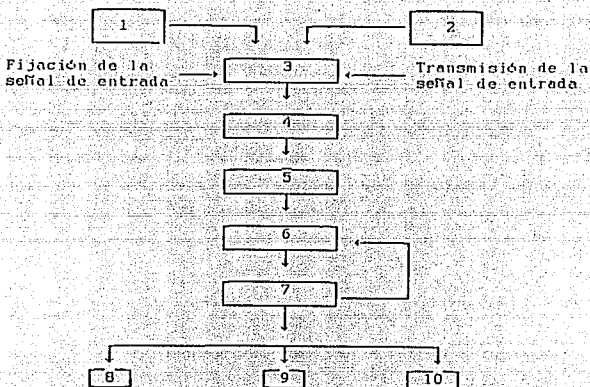


Figura II.5. Diagrama de bloques de un sistema de telemedida digital.

Donde:

- | | |
|--------------------------------|-------------------------|
| 1.- Contador de KW de entrada. | 6.- Receptor digital |
| 2.- Contador de KW de salida | 7.- Unidad de control |
| 3.- Transmisor digital | 8.- Impresora |
| 4.- Transmisor de tono | 9.- Máquina de escribir |
| 5.- Receptor de tono | 10.- Información visual |

Las magnitudes que pueden cuantificarse y telemedirse de esta manera son, normalmente, potencia activa, reactiva y aparente por líneas de interconexión.

Tensión de barras, carga en subestaciones (potencia activa, reactiva y aparente).

Energía en subestaciones. Potencia activa, reactiva y aparente generadas. Energía activa generada. Temperaturas (del ambiente y del equipo), frecuencia, error de tiempo y niveles de agua.

El control de un sistema de supervisión digital se realiza mediante programas de control preestablecidos en las estaciones principales y remotas, admitiendo la intervención del operador para la operación remota y local del equipo terminal. La fig. 11.6 presenta un diagrama de bloques generalizado de un sistema de este tipo.

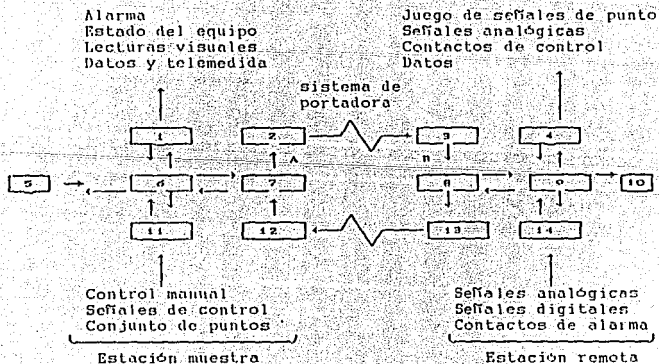


Fig. 11.6. Diagrama de bloques generalizado del sistema de control de supervisión digital.

II.3 CONTROL.

El sistema automático de control debe censar continuamente las posiciones de cierre ó apertura de interruptores, puntos de alarma y elementos de telemedición. Además debe registrar en forma permanente los cambios de estado que se producen en el sistema.

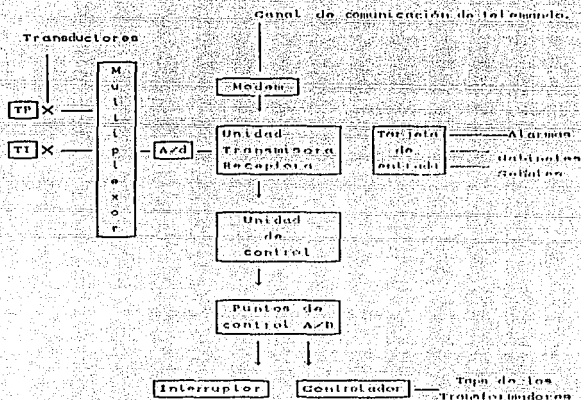
Para operar el equipo telecontrolado se interrumpe momentáneamente la adquisición automática de datos, la cual se reanuda automáticamente una vez que se realiza y comprueba la orden de control.

La comunicación se puede llevar a cabo por línea telefónica, hilo piloto, onda portadora, microondas, etc.

En una instalación las operaciones que se efectúan son:

- Estado de apertura o cierre de los interruptores y cuchillas.
- Sistema automático de control.
- Operación de los relevadores de protección, fallas en las instalaciones.
- Alarmas y fallas del equipo.

La figura II.7. muestra un diagrama simplificado de la unidad de control.



Los sistemas de control se desarrollan de manera vertical, perfeccionando la regulación de los procesos integrantes y, al mismo tiempo de manera horizontal, mejorando el enlace entre los distintos dispositivos reguladores. Esto conlleva a que surjan equipos unificados complejos de control que emplean ordenadores, estructuras variables, dependencias funcionales etc.

La conjunción de los reguladores de ventajas de tipo estructural, condicionadas por el empleo común de los convertidores de medición, circuitos de protección y alimentación, y permite aumentar la efectividad y calidad de los procesos de control, empleando los sistemas cruzados de los circuitos de regulación cuando hay una coordinación mutua de las influencias de control.

Lista de figuras incluidas en el capítulo II.

II.1.- Dispositivos de protección.

II.2.- Relé digitalizado.

II.3.- Osciloperturbógrafo.

II.4.- Telemedida analógica.

II.5.- Telemedida digital.

II.6.- Diagrama general del sistema de control.

CAPITULO III.

PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION.

El objetivo primordial de la explotación de las redes eléctricas es asegurar la energía a los consumidores, en todo tiempo y sin interrupción. Cualquier avería que afecte a las líneas, perturba las exigencias normales del servicio y, por lo tanto, debe evitarse o, cuando menos, eliminarse tan rápidamente como sea posible.

La filosofía de aplicación moderna para la protección de líneas se puede condensar de la siguiente forma.

FILOSOFIA DE APLICACION DE PROTECCION DE LINEAS.

PROCESAMIENTO DE LA SEÑAL.

- Dos esquemas de protección primaria.
- Un esquema de protección de respaldo.
- Protección contra fallas de interruptor.
- Protección contra conexión de líneas con falla.
- Protección y control especial para sobre voltajes, oscilaciones, baja frecuencia, disparo y recierre monopolar y/o tripolar, etc..

OBTENCION DE LA SEÑAL.

(2 juegos de TC's, 1 juego de TP's.)

- Cada protección primaria recibe su señal de corriente de juego de TC's.
- Cada juego de protección primaria recibe su señal de voltaje del secundario de un TP.

INSTRUCCIONES DE DERCONEXION.

- Dos bobinas de disparo por interruptor.
- Dos bancos de baterías (para separar bobinas de disparo y protecciones primarias).

SUPERVISION DE EQUIPO

- mantenimiento anual que incluye calibración y prueba de disparo.

III.1 PLANIFICACION DE LAS PROTECCIONES.

Para proceder a la determinación de las protecciones necesarias en una instalación cualquiera, es preciso disponer de la información completa de ésta y conocer debidamente la incidencia de la misma sobre el resto del sistema eléctrico, al que está conectada. Consecuentemente se debe proceder a una planificación de los sistemas de protección, que podría concretarse a los siguientes puntos:

- Conocimiento detallado de la red y/o de la instalación que hay que proteger.
- Definición concreta de las zonas de influencia de cada protección y de su comportamiento para cada tipo de disturbio previsible.
- Definición concreta de los márgenes y zonas de solapamiento de cada sistema de protección. Las protecciones de tipo <cerrado> sólo actuarán para fallas dentro del tramo de instalaciones limitadas por los transformadores de medida que alimentan. Las de tipo <abierto> actúan al superarse su ajuste independientemente de la situación de falla.
- Definición de las protecciones de reserva que deben actuar en caso de falla de una protección principal asociada a un interruptor para cada tipo de falla.

Estas protecciones de reserva se califican como locales cuando se hallan en la misma estación que la protección principal y pueden estar asociadas al mismo interruptor en cuyo caso las llamaremos secundarias.

Cuando las protecciones de reserva estn situadas en otra dependencia se califican como remotas, cabe destacar que las protecciones pueden asumir la doble funci3n de protecci3n principal y de reserva segun la localizaci3n de la falla, así en la figura III.1.. La protecci3n 9 es principal para fallas en el punto B, al mismo tiempo que es protecci3n de reserva remota para fallas en el punto A.

La protecci3n 4 es de reserva local para ambos casos. En caso de falla en A y falla de las protecciones 1, deben disparar las protecciones de 4, B, y 9.

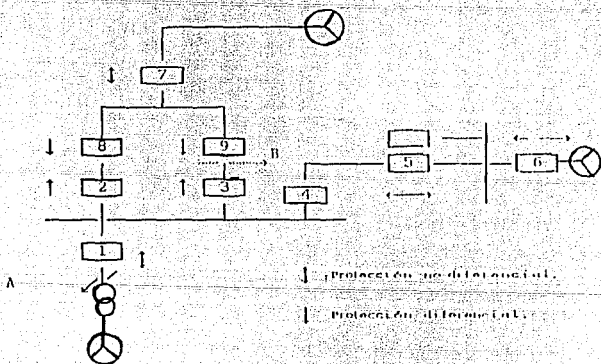


Figura III.1 Protecci3n de reserva local y remota.

Otro cosa importante que hay que tomar en cuenta en la planificaci3n de las protecciones es encontrar el punto 3ptimo entre las caracterısticas de fiabilidad y costo. Para ello, además de lo dicho, es de gran utilidad conocer las estadısticas fiables tanto de la red del equipo que hay que proteger como de los relés de protecci3n que deben usarse.

III.2 TIPOS DE PROTECCION.

Existen muchas alternativas cuando el objetivo es la protección, pero la elección del esquema de protección depende del costo y es necesario conocer íntegramente el sistema que se va a proteger y el método de operación. Las protecciones se pueden resumir en el siguiente cuadro.

PROTECCION	}	-Por sobrecorriente.	}	-Impedancia.
		-De distancia.		-Reactancia.
				-Admitancia MHO.
		-Por Piloto		-Hilo Piloto.
				-Microondas.
				-Corriente Portadora.

III.2.A PROTECCION DE DISTANCIA.

El empleo de relevadores de distancia de alta velocidad en los sistemas modernos se ha vuelto imperativo debido a:

- la complejidad de las redes, que tienen alimentadores procedentes de distintas estaciones generadoras.
- la necesidad de tiempos más breves en el aislamiento de la falla conforme aumenta el nivel de tensión de éstas y.
- por la dificultad que se presenta al graduar los relevadores de tiempo/sobrecorriente con un número creciente de de estaciones de interrupción.

En la actualidad se acostumbra adoptar un método de protección de distancia definida, aplicada en tres zonas (o pasos). Se emplean varios relevadores de distancia junto con relevadores de control de tiempo, en forma tal que el sistema de fuerza quede dividido en igual número de zonas, con tiempos de disparo diferente para cada una.

El disparo de la primera zona que es instantánea, se ajusta normalmente al 80 % de la sección protegida, este margen es necesario para absorber las tolerancias de precisión en el cálculo de la impedancia de la línea, de los equipos periféricos tales como TC's y TP's y las tolerancias del sistema de protección.

La protección de la zona 2, con un atraso de 0.3 a 0.5 seg. suficiente para los márgenes de tiempo de operación del interruptor y del tiempo de discriminación, cubre el 20% restante de la sección protegida, más del 25 al 40% de la sección siguiente. La zona 2 proporciona también protección de respaldo para el relevador de la siguiente sección, en caso de falla próxima al bus.

La zona 3 que tiene aún más atraso, 0.4 a 0.7 seg. proporciona una protección completa de respaldo para todas las fallas en cualquier ubicación. En la práctica, las entradas en operación del relevador de la zona 3 puede inicialmente usarse como arrancador para el equipo, en vista de que su propia acción de medición tendrá lugar solamente después de un largo retraso. (Véase figura III.2).

Aplicación a los sistemas trifásicos.

En un sistema trifásico pueden ocurrir muy diversas fallas, por ejemplo de fase a fase, de fase a tierra, de 2 fases a tierra y de tres fases; las diversas combinaciones posibles en un sistema trifásico suman 10 variedades. Teóricamente, se requieren 4 detectores de falla y 18 unidades de medición para proveer las características del tipo de 3 etapas. (Véase figura III.3)

III.2.B PROTECCION POR PILOTO.

En los sistemas de protección por comparación contra cortocircuito, los dos extremos de esta están equipados con relés, sin embargo, las magnitudes medidas en cada extremo de la línea no son directamente utilizados, sino comparados con las magnitudes medidas en el otro extremo. Solamente después de esta comparación, se decide si la línea está afectada por una falla y si debe ser puesta fuera de servicio.

La transferencia de las magnitudes medidas en el extremo opuesto de la línea, se realiza por medio de un canal auxiliar. El cual puede caer dentro de tres categorías:

- 1.- Hilo piloto.
- 2.- Microondas.
- 3.- Onda portadora.

Si está indicada cualquiera de las dos últimas, se tiene que seleccionar entre la comparación de fases y la comparación direccional o una combinación de las dos.

Hilo piloto.

El canal consiste en un par de conductores "torcidos" que enlazan las dos terminales de una línea, en la actualidad su uso está limitado a zonas urbanas o distancias limitadas. Es susceptible a peligros naturales como descargas atmosféricas, voltajes inducidos y diferencias elevadas de potencial.

Onda Portadora.

En este sistema la línea de fuerza misma se utiliza como canal para transportar la información entre los dos extremos de la línea de transmisión.

El rango de frecuencia que se utiliza normalmente va de 30 a 500 KHz y el ancho de banda para cada comunicación es de 400 KHz. Este equipo, generalmente designado como carrier, puede suministrar una onda portadora de una sola función o también puede proveer varias funciones mediante el uso de banda lateral única (SSB CARRIER).

El sistema de acoplamiento a la línea debe elegirse cuidadosamente, con el fin de reducir el efecto negativo resultante de los fenómenos atmosféricos y de cortocircuito que aparecen en las líneas.

El acoplamiento de fase a fase se usa en líneas de transmisión largas y la señal es acoplada entre fases adyacentes para minimizar su atenuación.

El acoplamiento de tres fases se aplica generalmente en líneas de extra alto voltaje de servicio crítico en líneas con compensación serie. Con este método, la señal se transmite por el hilo central y regresa por las dos fases externas. Este método suministra un sistema redundante altamente confiable.

MODOS DE OPERACION DEL CANAL.

Los dos tipos de señales que se usan más comúnmente para transmitir información entre terminales de protección son:

- 1.- Señal llaveada encendido-apagado (On-Off).
- 2.- Señal llaveada con cambio de frecuencia (Frequency shift).

Señal llaveada en On-Off.

En este modo de operación, el equipo de comunicación no transmite señal durante condición normal o sin falla.

Cuando ocurre una falla, el transmisor es encendido para transmitir una señal continua o bien es encendido y apagado cada medio ciclo a la frecuencia del sistema.

Este sistema de comunicación se usa generalmente en el tipo protección de bloqueo sobre un canal carrier en una línea de transmisión.

Señal llaveada con cambio de frecuencia.

En este modo de operación, el equipo de comunicación normalmente transmite una señal continua durante condiciones normales o sin falla. A esta señal se le llama comunmente señal de guarda o de bloqueo. Durante condiciones de falla, el transmisor es llaveado para cambiar la señal a una frecuencia mayor o menor. La frecuencia ya cambiada se denomina señal de disparo, señal permisiva o de desbloqueo. Estos equipos pueden arreglarse para realizar más de una función de protección por medio del uso de dos o tres frecuencias diferentes. Este tipo de canal puede usarse en esquemas piloto de bloqueo o de disparo.

El espectro de frecuencias utilizado para estas funciones puede estar en el rango de audiodfrecuencias de 850 a 3200 Khz o bien en el rango de la señal portadora de la línea, de los 30 a 500 KHz. La señal de audiodfrecuencia comunmente llamado tono de audio, generalmente se usa en canales de hilo piloto, fibra óptica o microondas.

Casi siempre, las ventajas del modo de operación con cambios de frecuencia pesan más que sus desventajas, y por lo tanto se ha incrementado el uso de este tipo de canal piloto en esquemas de protección.

Tabla. 1 Canales de comunicación para protección de líneas.

Tipo de canal	Estado normal del canal	Estado del canal para fallas interna	Estado del canal para fallas externa	tipo de esquema
ON-OFF	OFF	OFF	ON	BLOQUEO PILOTO
FSK*	GUARD	TRIP	GUARD	DISPARO PILOTO
FSK*	TRIP	TRIP	GUARD	BLOQUEO PILOTO

* Frequency Shift Keying.

III.2.C ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LA PORTADORA.

Para inyectar la señal portadora y restringirla a la sección protegida de la línea se emplean:

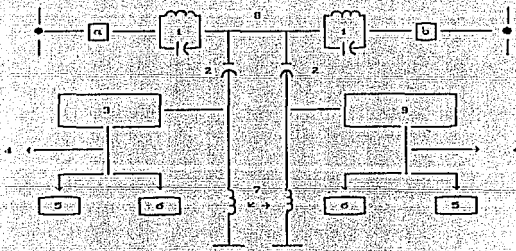


Figura III.4 Elementos constitutivos de la portadora.

- | | |
|-------------------------------|--------------------------------|
| 1.- Trampa de onda | 6.- Receptor |
| 2.- Capacitor de acoplamiento | 7.- Filtro de Radio frecuencia |
| 3.- Sintonizador | 8.- Línea de transmisión. |
| 4.- Cable coaxial | |
| 5.- Transmisor | |

La trampa de onda es un circuito resonante en paralelo sintonizado a la frecuencia carrier; presenta una impedancia despreciable a la frecuencia de operación del sistema y una impedancia alta a la frecuencia del carrier.

a --Impide que la energía del carrier fluya hacia el bus de la estación, lo cual reduciría la señal en la dirección deseada ocasionando interferencia en otros canales vecinos.

b --Impide que una falla externa (caída de los interruptores) cortocircuite la señal del carrier en la línea postfallada.

El capacitor de acoplamiento ajusta las señales del carrier a la línea de transmisión. Es una serie de capacitores (aprox. 100) apilados y montados dentro de aisladores de porcelana; su capacitancia es del orden de 0.002 μF , según el voltaje del sistema.

El Sintonizador adapta la impedancia del cable coaxial a la impedancia característica de la línea. El transmisor y el receptor en cada terminal están acoplados a la línea a través del capacitor de acoplamiento y el sintonizador.

El filtro de radiofrecuencia es una bobina instalada en la base del capacitor de acoplamiento. Presenta baja impedancia a la circulación de corriente en el sistema y alta impedancia a la frecuencia carrier, minimizando las pérdidas de radiofrecuencia, es decir, limita la atenuación que no debe exceder de 0.5 dB.

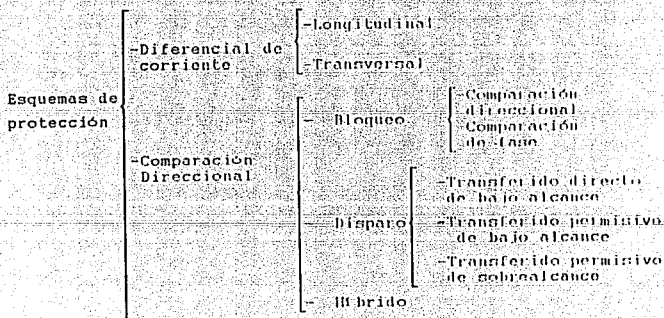
El cable coaxial es un cable concéntrico que conecta al sintonizador con el equipo de transmisión-recuperación del carrier. Generalmente se aterriza sólo en el extremo donde está el carrier, previendo así que al ocurrir una falla a tierra en la línea la corriente de falla circule por la malla de blindaje del cable.

III.3 ESQUEMAS DE PROTECCION.

La protección para líneas de transporte utiliza relés en todas las terminales y un canal de comunicación para archivar disparos de alta velocidad simultáneos de todos los interruptores.

En la práctica se utiliza la protección piloto para la mayoría de las líneas de transmisión de alta tensión y para muchos circuitos de subtransmisión.

Los esquemas de protección piloto usados en líneas de transmisión pueden clasificarse de la siguiente manera:



La protección por hilo piloto ha sido prácticamente descartada por C.F.E., con excepción de líneas extremadamente cortas del orden de 1 a 5 Km. de longitud.

III.3 A ESQUEMAS DE COMPARACION DIRECCIONAL.

El esquemas usan relevadores de distancia y/o relevadores direccionales de sobrecorriente con un canal piloto para determinar la localización de la falla. Estos esquemas son más sencillos y más ampliamente usados que los esquemas diferenciales de corriente. Ellos son aplicados en casi cualquier tipo de configuración de líneas, obteniéndose con ellos disparo trifásico o monofásico, inicio de recierre y pueden ser usados con cualquier tipo de canal.

El esquema puede transmitir señales de bloqueo o señales de disparo. Por tanto es posible tener dos tipos de protección:

- 1.-Esquema de bloqueo: en el cual la presencia de la portadora bloquea la operación de la protección, por lo tanto, la portadora se transmite sólo al ocurrir una falla, y en el caso de una falla externa, se usa para impedir el disparo.
- 2.-Esquema de disparo: en el cual la presencia de la portadora permite la operación de la protección.

Los esquemas híbridos combinan las mejores características de los esquemas de bloqueo y disparo.

ESQUEMAS DE BLOQUEO.

El esquema de bloqueo de comparación direccional se usa generalmente con canales de comunicación on-off (encendido apagado). El canal es encendido únicamente durante fallas externas que están dentro del alcance de las funciones de bloqueo. No se requiere operación del canal para fallas internas. Por lo tanto, el esquema de bloqueo se considera como altamente confiable para fallas internas.

Comparación direccional.

Este esquema utiliza tanto relevadores de disparo como de bloqueo. Los relevadores de disparo se ajustan en cada terminal para sobrealcanzar la terminal o terminales remotas a fin de detectar todas las fallas que puedan presentarse en cualquier punto de la línea. Los relevadores de bloqueo son ajustados para detectar fallas externas. Los ajustes de los relevadores y la lógica simplificada para este esquema se ilustran en la fig. III.5.

La operación de cualquiera de las funciones de bloqueo (MB) inicia una señal que impedirá el disparo en ambas terminales de la línea protegida.

A las funciones de disparo (MT) a cada terminal se le permite iniciar el disparo después de un pequeño retardo de tiempo si no hay presencia de señal de bloqueo.

Los relevadores de disparo tienen preferencia sobre los relevadores de bloqueo en el control del transmisor local. El disparo en cada terminal es independiente de la operación de los relevadores de disparo en la otra u otras terminales y no requiere de recepción de una señal piloto.

Comparación de Fuses.

El sistema es esencialmente un esquema de "hilo piloto" el cual a su vez es un tipo de protección diferencial para líneas de transmisión.

La protección diferencial se basa en la medición de la diferencia angular entre las corrientes que hay en los extremos de la línea.

Si el ángulo es pequeño hay una falla externa y si el ángulo es grande hay una falla interna, en ambos casos la lógica del esquema decide el disparo del interruptor o interruptores que desconectan y aíslan el equipo protegido.

La comparación de fase en los esquemas adoptados por la C.F.E., se hace entre dos señales que representan las corrientes de la fase fallada durante el medio ciclo positivo, según se muestra en la figura III.6.

La información de la estación B se transmite a la estación A y viceversa. Esta información consiste en una serie de bloques u ondas rectangulares que son proporcionales a la corriente para la falla interna los bloques están en fase y para fallas externas no están en coincidencia (180° fuera de fase).

ESQUEMAS DE DISPARO.

El esquema sólo involucra funciones de disparo por consiguiente se define, como aquel que requiere de la operación de la función local de disparo y de la recepción de una señal de disparo de la terminal remota antes de que el disparo pueda ser iniciado.

El principio de operación se basa en comparar la dirección de la corriente de falla en ambos extremos de la línea.

Si la medición de la dirección dice que todas las corrientes van hacia adentro del área protegida se trata de una falla interna, si la medición indica que la corriente está saliendo del Área protegida, entonces la falla es externa.

Los esquemas de disparo usados en protección de líneas de transmisión son:

- .- Disparo directo con bajo alcance.
- .- Disparo permisivo con bajo alcance.
- .- Disparo permisivo con sobre alcance.

Disparo Transferido Directo de Bajo Alcance.

Este esquema usa la primera zona de los relevadores (bajo alcance) para iniciar la señal de disparo transferido y un circuito de disparo transferido no supervisado en el extremo receptor. Una lógica simplificada para este esquema se muestra en la figura III.7.

En este esquema, un interruptor será disparado con alta velocidad si en el otro ocurre lo siguiente:

- 1.- Un relevador local en la 1ª zona detecta una falla o
- 2.- Una señal de disparo transferido es recibida desde una o más de las terminales remotas. La señal de disparo recibida disparará el interruptor local aunque el relevador local no vea la falla.

Con el fin de aplicar este esquema, los ajustes de alcance de la primera zona en todas las terminales de la línea deben traslaparse. Si no se traslapan, habrá un lugar ciego donde ninguno de los relevadores de bajo alcance detecte la falla y el disparo de alta velocidad no ocurra.

El esquema de bajo alcance directo es simple y usa una cantidad mínima de equipo. Sin embargo, ya que la salida en el receptor no es supervisada, se considera un esquema inseguro.

Disparo Transferido Permisivo de Bajo Alcance.

Se usa la 1a. zona de los relevadores para iniciar una señal de disparo transferido y un relevador de sobrealcance local para supervisar el circuito receptor del disparo transferido. La lógica simplificada para este esquema se muestra en la figura III.8.

En este esquema un interruptor será disparado si en el otro ocurre lo siguiente:

- 1.- Un relevador en la 1a zona detecta la falla o
- 2.- El relevador local de supervisión de sobrealcance ve una falla y una señal de disparo transferido se recibe desde uno o más de las otras terminales de línea.

Para aplicar este esquema los ajustes de alcance de la primera zona en todas las terminales deben traslaparse y los relevadores supervisores de sobrealcance deben estar ajustados para ver la falla en cualquier parte de la línea.

Disparo Transferido Permisivo de Sobrealcance.

El esquema permisivo con sobrealcance usa ya sea la 2a o 3a zona de los relevadores para iniciar la señal de disparo transferido y para supervisar el circuito receptor de disparo transferido. Este esquema, mostrado en la figura III.9, disparará un interruptor de alta velocidad si ocurren ambos de los siguientes puntos:

- 1.- El relevador local de sobrealcance detecta la falla y
- 2.- Una señal de disparo es recibida desde todas las otras terminales.

Los relevadores en todas las terminales deben detectar la falla en la línea protegida y todas las terminales deben transmitir una señal de disparo. Por lo consiguiente, para aplicar este esquema, la segunda o tercera zona de los relevadores deben ajustarse para todas las fallas en cualquier parte de la línea protegida.

El esquema permisivo de sobrealcance es simple y usa una cantidad mínima de equipo. Es ampliamente usado en la protección de líneas cortas donde la zona de los relevadores no son aplicables.

III.3 B ESQUEMA HIBRIDO.

El esquema híbrido utiliza relevadores de bloqueo y de disparo en cada terminal de la línea como se muestra en la fig. III.10. Este esquema usa un canal de desplazamiento de frecuencia y básicamente opera como un esquema de disparo permisivo que es la operación de un relevador de disparo y la recepción de una señal de disparo lo cual iniciará el disparo de un interruptor.

Sin embargo, al revés del esquema de disparo, el esquema híbrido no requiere que los relevadores de disparo en las terminales de la línea operen para fallas internas e inicien la transmisión de una señal de disparo.

Un esquema híbrido presenta la dependencia del esquema de bloqueo, en que el disparo en una terminal es independiente de la operación de los relevadores de disparo en las otras terminales.

Tiene la seguridad de un esquema de disparo permisivo ya que no sobredispara en fallas externas si hay una pérdida de canal.

Descripción del Esquema Combinado de Fases y Comparación Direccional. (Esquema Híbrido).

El esquema consiste de varias Unidades o módulos:

- Unidad de medición y detección.
- Unidad lógica.
- Unidad de disparo.
- Fuente de poder.

La primera unidad contiene básicamente los circuitos de medición (réles de distancia tipo Mho.) Para la comparación direccional y los detectores de falla para la comparación de fase.

OBTENCION DE LA CARACTERISTICA TIPO MHO.

Si el diagrama R-X se multiplica por I, los valores de R y X, no tendrán los voltajes mostrados en la figura III.11, $I \cdot Z_r$ es proporcional a la corriente de secuencia positiva de la línea y se obtiene de la malla de corriente positiva. (Véase figura III.12) Análogamente, V es proporcional al voltaje de secuencia positiva y se obtiene de la malla mostrada en la figura III.13.

$I \cdot Z_r$ es el alcance "inverso del relé".

El criterio para decidir si la falla es interna o externa es precisamente el ángulo en $[(I \cdot Z_r) + V]$ o $[(I \cdot Z_r) - V]$. Cuando el ángulo θ es:

- $\theta > 90$ la falla es externa.
- $\theta = 90$ la falla está en el límite del alcance del relé
- $\theta < 90$ la falla es interna.

DESCRIPCIÓN DE LA LÓGICA DE DISPARO.

La filosofía del diseño del esquema es tal que cuando no existen condiciones de falla se está enviando continuamente la frecuencia de disparo. Evidentemente, la lógica receptora no produce nunca ningún disparo. Los relés de distancia son los que deciden, en caso de falla, si ésta es interna o externa. El esquema de comparación direccional tiene preferencia sobre el de comparación de fase.

Para describir la lógica de la operación en el esquema, será mejor suponer varios tipos de falla y observar el comportamiento del relevador. Ver fig.III.14.

Falla Externa Trifásica.

Puesto que no hay secuencia negativa, operará el esquema de comparación direccional con sus relés de distancia MT y MB. En la terminal operará MT produciendo un 1 lógico en las compuertas OR₁, OR₂, OR₃ y OR₀.

Puesto que no ha operado MB en esta terminal, la salida "alta" de AND₀ mantendrá operando el transmisor. En la terminal B operará MB desactivando la compuerta AND₀ y pasando a "espera" el transmisor. Regresando a la terminal A, aparecerá un 1 lógico a la entrada negada de AND₀, desactivándola y bloqueando por lo tanto cualquier disparo.

Falla Externa Monofásica.

Si la falla fuese a tierra, el esquema funcionaría como comparación de fase debido a la presencia de corriente de secuencia negativa.

Si la falla fuese lo suficientemente fuerte, los detectores operados, serían DPL, FHL, DFHL y por supuesto, el de ondas rectangulares. En virtud de que estos detectores no son direccionales, operarán en ambas terminales, por lo que estarán produciendo "unos" lógicos.

El amplificador rectangular modulará el transmisor a las frecuencias de disparo y esperará cada medio ciclo. Para fallas externas, las corrientes, en cada terminal están en fase, pero debido a la conexión de los TC's de corriente secundaria aparece como si estuviera fuera de fase, esto significa que mientras en una terminal un generador de ondas rectangulares está produciendo medios ciclos positivos, el correspondiente en la otra terminal no producirá ningún voltaje (nivel cero o referencia).

Fallas Internas Trifásicas o Monofásicas.

En el caso de fallas trifásicas, operarán los relevadores MT en ambas terminales. Estas operaciones bloquearán la operación de MB, en el caso de que la hubiese, a través de NOT1, a función Mt se aplicará a dos entradas de AND ϕ , a través de OR ϕ , OR ϕ y TL-2, así como el llaveo a la frecuencia de disparo del transmisor a través de OR ϕ , AND ϕ y OR ϕ .

Puesto que hay un cero lógico a la entrada negada de AND ϕ , habrá un "1" lógico a la salida de la misma compuerta, iniciándose el disparo después de la carrera del temporizador TL-3 que está ajustado a un $1/4$ de ciclo, manteniéndose el sello de disparo por un tiempo suficiente después de la reposición de los detectores.

Falla Monofásica o que involucra tierra, el esquema operará como comparación de fase. Los detectores operarán, con la diferencia actual de que las ondas rectangulares de los generadores respectivos aparecerán en fase en el comparador AND ϕ .

TL-2 tiene por objeto retrasar la señal local proveniente de ORa con respecto a la señal remota proveniente de ORa. La razón de esto es que la señal remota llega retrasada debido al tiempo de operación apreciable de los equipos de comunicación, tanto de recepción como de transmisión. También existe un retraso debido al tiempo de propagación de la señal por la línea de transmisión, aunque es tan corto que se puede despreciar. El rango de ajuste de TL-2 es de 1-8 mseg.

TL-3 junto con AND ϕ forman un medidor de coincidencia, TL-3 retrasa la señal proveniente del comparador AND ϕ por 4 mseg. Cuando hay exacta coincidencia en AND ϕ , la comparación resultante a la salida de AND ϕ son bloques con duración fr 4 mseg. Espaciados 8 mseg. (base de 60 z.). Si la coincidencia no es exacta, debido, por ejemplo, a falta de ajuste, los bloques a la salida de AND ϕ tendrá una duración entre 0 y 4 mseg. Dependiendo del desajuste.

El temporizador integrador TL-4 es diferente a los otros temporizadores en el sentido de que acumula o "integra" la duración de los pulsos provenientes de AND ϕ . El rango de ajuste de TL-4 es de 5-15 mseg. para el "pick up". Si, por ejemplo, se dá un ajuste de 5 mseg., TL-4 producirá salida con dos bloques sucesivos de 4 mseg., Cuando hay exacta coincidencia en AND ϕ . Esto significa que el disparo tendrá un retraso de $4 + 8 + 1 = 13$ mseg. Cuando la duración de los bloques a la salida de AND ϕ es menor de 4 mseg. El tiempo de atraso del disparo aumenta consecuentemente. Desde luego, con bloques de cero mseg. no hay disparo. La función de TL-4 es dar seguridad al esquema.

Si el detector de nivel alto DFIII ha operado, no producirá un disparo rápido (sin retardo intencional) a través de Olla y ANDII.

Circuito de Disparo.- Se cuenta con dos circuitos a través de SCR's, los cuales están separados eléctricamente. En serie con cada SCR se encuentra un relevador electromecánico de bandera de señalización.

III.3 C SELECCION DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION PILOTO.

La selección de un esquema de protección piloto para la protección de líneas requiere de la consideración de las condiciones y requerimientos, presentes y futuros, de operación de los sistemas de potencia. Algunos factores que deben de considerarse son:

- 1.- Configuración de la línea dos terminales o línea multiterminal
- 2.- Líneas no compensadas o compensadas con capacitores en serie.
- 3.- Niveles de corriente de falla y la posibilidad de "weak infeeds"
- 4.- Magnitudes de la frecuencia de falla.
- 5.- Tipo de disparo y recierre.
 - a) Disparo y recierre tripolar (TPTR)
 - b) Disparo y recierre monopolar (SPTR)
- 6.- Tipo de canal y modo de operación (llavado on-off ó defasamiento de frecuencia)
- 7.- Necesidades de funciones de disparo transferido directo.
- 8.- Requerimiento de dependencia y seguridad.

Es importante que esos factores se consideren con atención para los requerimientos futuros del sistema ya que todo lo provechoso de los esquemas no son generalmente aplicables a cualquier tipo de configuración de la línea bajo todas las condiciones del sistema.

La aplicabilidad de los diferentes esquemas esta dada en terminos del nivel de corriente de falla, tipo de disparo y recierre y si la linea esta o no compensada. Se debe notar que donde se usa el disparo y cierre monopolario en las lineas paralelas, esquemas especiales son adecuados para proporcionar funcionamiento correcto con fallas intercircuito.

En general, el esquema hibrido usa las unidades de proteccion polifasica, proporcionando la mejor combinacion de sensibilidad, flexibilidad de aplicacion, dependabilidad y seguridad. Los otros esquemas tendrian un grado menor de sensibilidad, dependabilidad y seguridad.

Donde los esquemas piloto estan por ser usados en la proteccion de lineas, la recomendacion general seria un esquema hibrido y uno de los esquemas de comparacion direccional usando unidades de proteccion monofasicos. La seleccion del segundo esquema dependeria de los requerimientos de aplicacion y de la importancia relativa de dependabilidad y seguridad: Si la dependabilidad es mas importante, un esquema de bloqueo seria la seleccion apropiada; si de mayor enfasis se coloca la seguridad, entonces un esquema de disparo permisivo debe ser considerado.

Lista de figuras incluidas en el capitulo III.

- III.1 Proteccion de reserva local y remota.
- III.2 Proteccion de distancia del tipo de tres etapas.
- III.3 Esquema de proteccion en un sistema trifasico.
- III.4 Elementos constitutivos de la portadora.
- III.5 Esquema de comparacion de comparacion direccional.
- III.6 Esquema de bloqueo de comparacion de fases.
- III.7 Disparo transferido directo de bajo alcance.
- III.8 Disparo transferido permisivo de bajo alcance.
- III.9 Disparo transferido permisivo con sobrealcance.
- III.10 Esquema Hibrido Simplificado.
- III.11 Caracteristica Mho.
- III.12 Malla de corriente de secuencia positiva.
- III.13 Malla de voltaje de secuencia positiva.
- III.14 Logica de disparo esquema combinado.

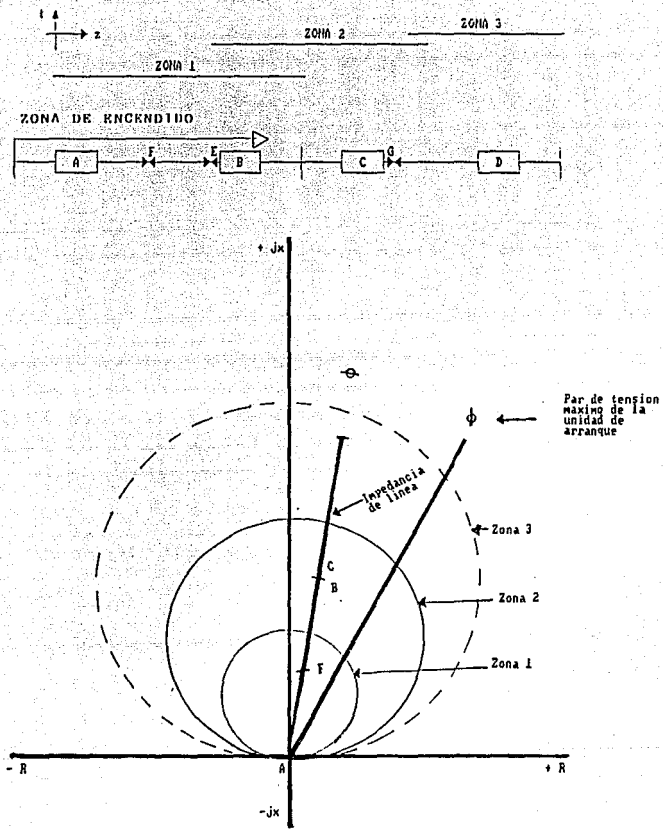
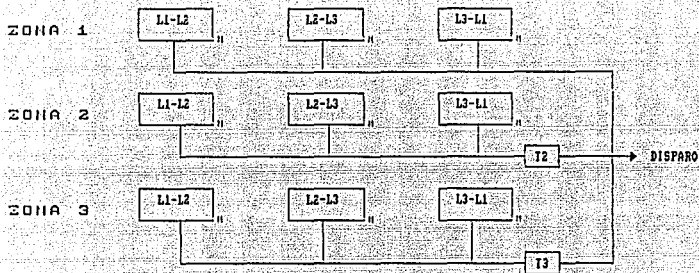
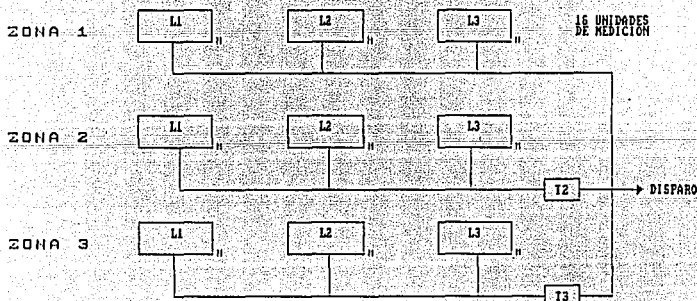


Figura III.2 Protección de distancia de una línea de transmisión.



FALLA ENTRE FASES

ESQUEMA COMPLETO



FALLA MONOFASICA

Figura III.3 Falla Monofasica

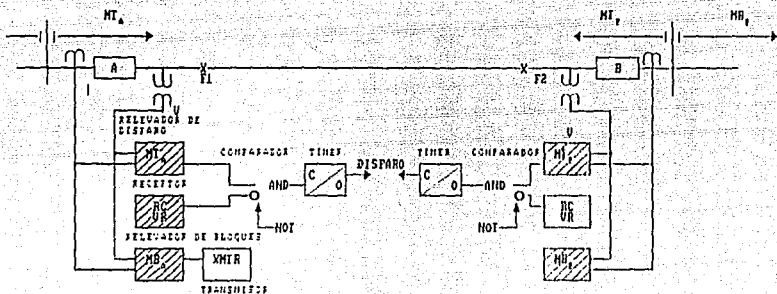


Figura III.5 Protección piloto

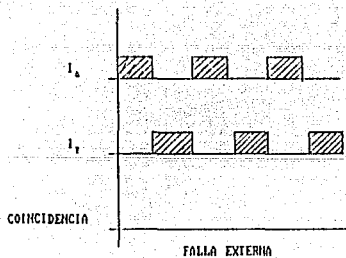
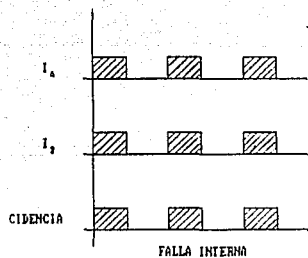
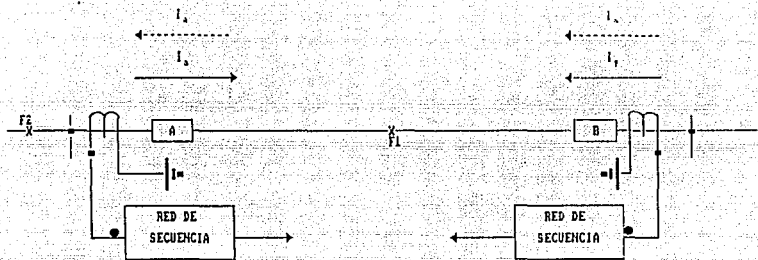
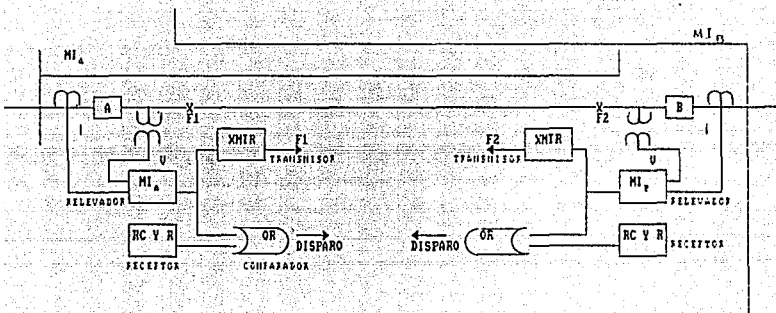


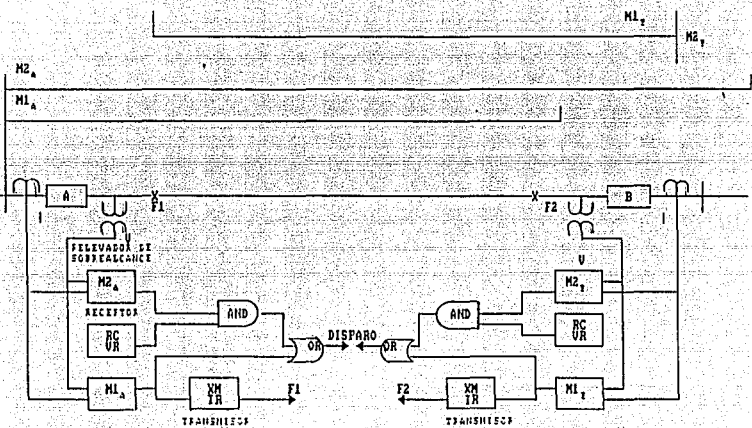
Figura III.6 Protección por comparación de fases



NOTAS:

1. Funcion de disparo de zona de bajo alcance.
2. La operacion de la funcion de disparo lleva al transmisor a la frecuencia de disparo.
3. La operacion de la funcion de disparo o la recepcion de la frecuencia de disparo inicia el disparo.

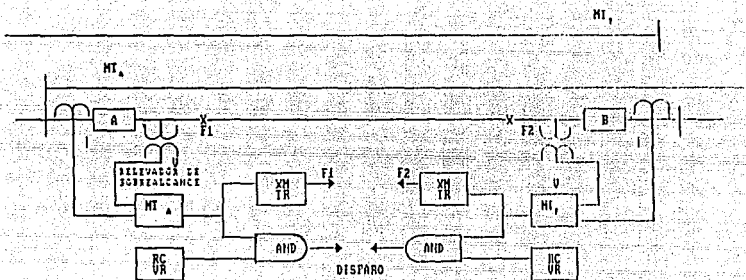
Figura III.7 Logica simplificada de un esquema de disparo directo de bajo alcance.



NOTAS:

1. M1 Funcion de disparo de bajo alcance
2. M2 Funcion de disparo de bajo alcance
3. La operacion de la funcion de disparo de bajo alcance llave A al transmisor A la frecuencia de disparo e inician el disparo
4. La operacion de la funcion de disparo de sobre alcance y la recepcion de la frecuencia de disparo inician el disparo

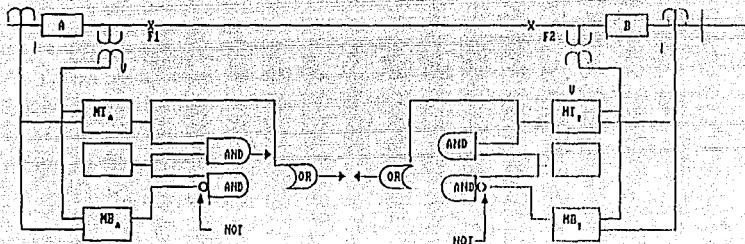
Figura III.8 Logica simplificada de un esquema de disparo permisivo de bajo alcance



NOTAS:

1. MT Funcion de disparo de sobrealcance
2. La operacion de la funcion de disparo llave A al transmisor A la frecuencia de disparo
3. La operacion de la funcion de disparo y la recepcion de la frecuencia de disparo inicia el disparo

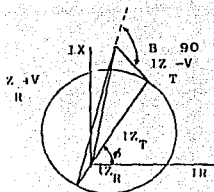
Figura III.9 Logica simplificada de un esquema de disparo permisivo de sobre alcance



NOTAS:

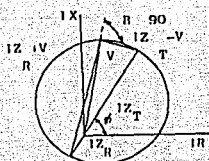
1. MT Funcion de disparo de sobre alcance
2. MB Funcion de bloqueo
3. La operacion de la funcion de disparo llave A al transmisor A la frecuencia de disparo
4. La recepcion de la frecuencia de disparo y la no operacion de la funcion de bloqueo llave A al transmisor A la frecuencia de disparo, en la terminal de baja aportacion
5. La operacion de la funcion de disparo y la recepcion de la frecuencia de disparo Inician disparo

Figura III.10 Logica simplificada para el esquema hibrido



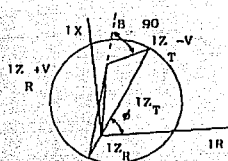
(a)

FALLA EXTERNA



(b)

FALLA EN EL UMBRAL DE ALCANCE



(c)

FALLA INTERNA

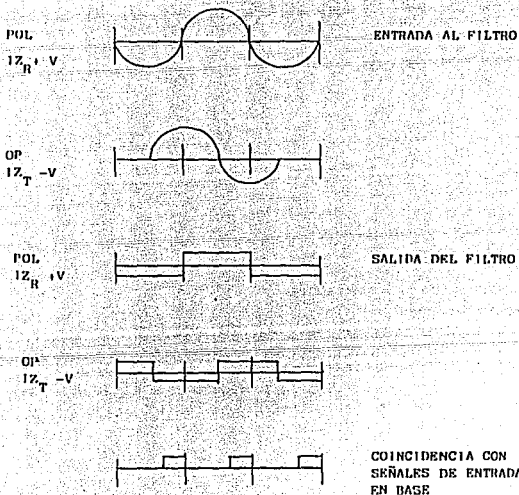


Figura 111.11

FORMAS DE ONDA ENTRE EL VOLTAJE DE POLARIZACION Y EL VOLTAJE DE OPERACION.

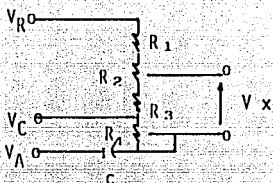


Figura 111.13

MALLA DE VOLTAJE DE SECUENCIA
POSITIVA

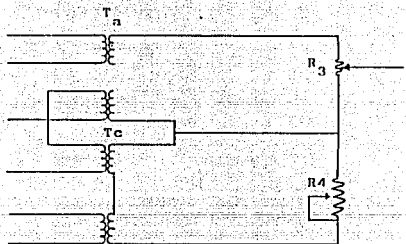


Figura 111.12

MALLA DE CORRIENTE DE SECUENCIA
POSITIVA

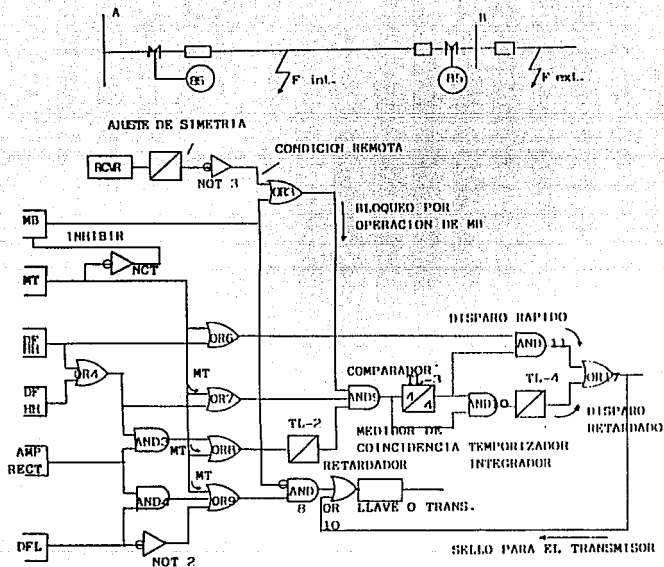


Figura 111-14

ESQUEMA COMBINADO DE COMPARACION DE FASE Y COMPARACION DIRECCIONAL.

CAPITULO IV

MEDICIONES EN EL SISTEMA ELECTRICO

El funcionamiento correcto del sistema de transmisión de energía eléctrica exige la vigilancia de las condiciones existentes en muchos puntos de él, para garantizar una operación óptima. Al existir interconexiones entre los diferentes sistemas de transmisión, a éstas debe dotárseles de instrumentos o aparatos de medición que permitan, en los puntos de intercambio, hacer el balance de la energía transferida del uno al otro.

En circunstancias de emergencia, tales como fallas en el sistema de transmisión, los instrumentos deben informar sobre las condiciones operativas del sistema, tales instrumentos pueden hacer sonar señales de alarma para evitar daños en el equipo cuando sus condiciones de trabajo sobrepasan los límites de diseño.

El equipo defectuoso se pone automáticamente (o manualmente) fuera de servicio. Los instrumentos encargados de la vigilancia de la intensidad, de la tensión y de otras magnitudes, deben identificar el elemento defectuoso y operar los interruptores necesarios para ponerlos fuera de servicio, sin que se afecte el funcionamiento del resto del sistema.

IV.1 INSTRUMENTACION

La aparición de los voltímetros digitales marcó el inicio de la creación de los primeros registros de datos empleando un conmutador de exploración o multiplexor que conecte secuencialmente las variables medidas del voltímetro digital cuya salida se lleva a una impresora. El funcionamiento del sistema está controlado por un reloj. A este sistema básico se añaden detectores de límite, alarmas y circuitos de linealización, de forma que la cantidad impresa pueda estar en unidades comunes utilizadas en la Ingeniería e indicar si se han rebasado los límites preestablecidos. Véase figura IV.1.

La posibilidad de controlar instrumentos de forma programable y presentar los resultados gráficamente o de modo impreso, son características muy atractivas en cualquier sistema de medida.

Por otro lado, los bajos costos y la alta confiabilidad de las minicomputadoras y los microprocesadores existentes actualmente en el mercado, justifican la marcada tendencia hacia el uso de estos.

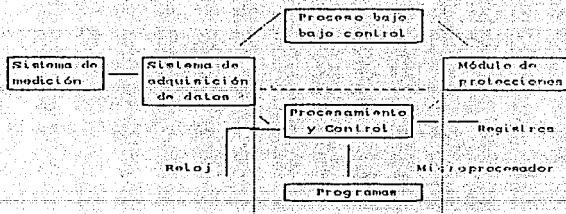
Los microprocesadores tienen actualmente un amplio campo de aplicación porque reúnen en un sólo circuito integrado características como flexibilidad, precisión, rapidez, confiabilidad y economía.

Inicialmente, los microprocesadores se aplicaron casi exclusivamente en la rama de computación, pero actualmente se utilizan en áreas como control industrial, telecomunicaciones, aeronáutica, etc.

En equipos de medición, protección y control en el sistema eléctrico, una de las principales aplicaciones de los microprocesadores es el tratamiento digital de señales analógicas.

El funcionamiento de un sistema automático se basa en el desarrollo de los microprocesadores los cuales ofrecen un medio para devolver la adquisición y registro de datos, en forma conveniente para descentralizar la obtención de datos y el control, con los microprocesadores ha sido posible distribuir a varios sensores capacidad de procesado a bajo costo, permitiendo así la realización en el punto de medida, de la adquisición, almacenamiento y reducción de datos.

Figura V.1 Elementos básicos de un sistema automático:



El sistema de medición tiene por finalidad transformar la variable física, adecuación y registro del valor obtenido y presentación observable.

Sistema de adquisición de datos.- El objetivo principal es tener una visión específica del proceso con la intención de caracterizarlo o controlarlo. Contiene los siguientes subsistemas:

Controlador de comunicación, interfase analógica de entrada, interfase de salida de contacto o de estado sólido, interfase eléctrica.

Sistemas de adquisición y procesamiento de datos. Integrado por el bloque de procesamiento y control junto con los programas. Tiene la responsabilidad de obtener, a partir de toda la información recogida, los elementos de juicio necesarios (curvas, cifras de mérito, diagramas, relaciones), para eventualmente tomar decisiones en forma automática.

El módulo de protección, realiza las siguientes funciones: inicializa las secuencias de muestreo, recibe los valores muestreados, ejecuta los cálculos de localización de fallas, monitorea y controla el estado de los interruptores, genera secuencias de eventos y señales de alarmas, registra valores instantáneos de falla, calcula periódicamente valores de RMS potencia real y reactiva.

En general el sistema es flexible y depende en gran medida de los recursos de programación, tiene a su cargo normalmente varios procesos y lo que es más importante, no depende del usuario durante su operación.

En su diseño son vitales las decisiones a tomar sobre las acciones futuras (control).

Lógica Alambrada y Lógica Programada.

Cuando se desea resolver un determinado problema en el cual se necesita un dispositivo de cómputo, se debe analizar la posibilidad de la utilización de lógica alambrada, lógica programada o microprocesadores.

Las funciones que debe realizar el dispositivo de cómputo en aplicaciones para el control son en general muy complejas y con gran variedad de alternativas por lo que no sería factible materializarlo utilizando lógica alamburada.

Con la lógica programada, es posible obtener algunas ventajas, uno de los primeros logros es elevar la confiabilidad del diseño, ya que se disminuye el número de componentes (mayor integración) con lo cual se reduce el porcentaje de posibles fallas.

En el diseño con microprocesadores se aconseja separar las distintas unidades funcionales por módulos, de forma tal que sean de fácil ubicación física para que en caso de rotura o en una situación crítica, se facilite el cambio de una unidad completa por otra.

IV.2. ARQUITECTURA DEL MICROPROCESADOR

Cuando un sistema lógico está concebido a partir de un microprocesador es llamado "Sistema microprocesado". El diseño y realización de tal sistema comprende dos partes bien diferenciadas: Hardware y Software.

HARDWARE.

Circuitos y componentes electrónicos, véase fig.IV.2. Sus alambres de interconexión y en general, todo aquello que determina la configuración física e inalterable del sistema. Algunos elementos esenciales del microprocesador son:

- Unidad de proceso central
 - .Unidad aritmética y lógica
 - .Unidad de control
- Memoria de programa
- Memoria de datos
- Puertos de Entrada/Salida
- Líneas de interconexión
- Interfases

Unidad de proceso central (CPU)

Realiza el procesamiento de la información y controla las actividades desarrolladas por los otros componentes del sistema. Dentro del sistema, el microprocesador es precisamente el que constituye la unidad de procesamiento central.

La unidad aritmética y lógica se encarga del procesamiento de datos realizando operaciones como las siguientes:

- Suma aritmética
- Funciones lógicas AND ,OR, XOR
- Complemento
- Rotación hacia la derecha / izquierda

La unidad de control tiene por objetivo enviar señales de control a la parte de procesamiento de datos y a otros componentes del sistema. El corazón de esta unidad lo constituye el generador de ciclo de máquina el cual se encarga de producir las señales de control derivándolas del reloj de referencia, además debe obtener las instrucciones e interpretarlas manteniendo un registro con las direcciones de las mismas.

Memoria de programa.

Dispositivo de almacenamiento de sólo lectura que contiene las instrucciones que dirigen las funciones del CPU. Mantiene la información aún cuando se interrumpa la energía.

Memoria de datos.

Elemento con capacidad de lectura y escritura que permite el almacenamiento temporal de los datos que son generados por la operación del sistema, tienen la desventaja de que la información se pierde cuando ocurre algún corte de energía en el sistema.

Puertos de entrada/salida.

Estos se encargan de establecer el contacto entre el sistema y el mundo exterior. Los puertos se conectan a dispositivos periféricos los cuales incluyen una gran variedad de elementos electrónicos y electromecánicos, cuya complejidad va desde unos simples interruptores y lámparas indicadoras, hasta sofisticados sistemas de adquisición de datos, pantallas de video, etc.

Líneas de interconexión.

Con base en el tipo de información que conducen, se agrupan en tres buses; datos, direcciones y control.

SOFTWARE

Conjunto de programas necesarios para el funcionamiento del sistema basado en microprocesadores.

Para dar las órdenes al microprocesador se necesita un lenguaje binario. Cada operación lógica o aritmética está codificada en una palabra binaria llamada instrucción. El conjunto de instrucciones necesarias para hacer funcionar el total o parte del sistema, en la forma que desee el usuario, constituye el programa.

Principios de Programación.

La programación de un microprocesador no tiene nada de específico por lo que sólo se pueden dar algunas directrices.

Definir exactamente el problema determinando los dispositivos de entrada y los de salida, así como los objetivos a alcanzar.

Abordar la programación dividiéndola en varios subconjuntos distintos:

- Subprogramas de entrada
- Subprogramas de salida
- Subprogramas de cálculos
- Programa principal

Se establecerá una estructura para cada módulo indicando:

-La función del módulo;

Los puntos de entrada y salida del módulo en el programa principal

-El organigrama exacto;

Los periféricos de entrada y salida utilizados;

-Los registros utilizados;

Las pruebas de puesta a punto del módulo.

Las pruebas de comprobación. Es aconsejable incluir un subprograma de error que tendrá por única función poner a 1 el bit que el usuario designe para la señalización de un error.

IV.2.A INTERFASES.

Los sistemas de comunicación con el exterior a través de interfases, que son las partes del aparato eléctrico o electrónico que sirven de acople entre las señales externas y el microprocesador, pueden ser de dos tipos: computadora/hombre y computadora/proceso.

La interfase computadora/hombre son todos aquellos dispositivos ya diseñados para que pueda haber comunicación entre la computadora y el ser humano. Entre otros se cuenta con: terminal del operador, unidades de disco flexible o duro, teclado, impresoras, graficadoras, etc.

La interfase computadora/proceso permite la comunicación entre una computadora y un proceso físico.

Todos los procesos exhiben señales de salida para monitorearse y controlarse, además de varias entradas para manipularse.

Algunas de ellas son:

- __ Cantidades digitales y binarias
- __ Cantidades digitales generalizadas
- __ Pulsos o tren de pulsos
- __ Señales analógicas.

En base a estas señales, se ha podido clasificar las interfases en tres tipos: digitales, de pulso y analógicas.

En los sistemas de control diseñados para la industria eléctrica, las interfases cumplen otra función muy importante: aislar al aparato de las señales de potencia y del ruido eléctrico o electromagnético inducido. Si no se toman las debidas consideraciones en el diseño de las interfases de entrada/salida, el aparato puede verse afectado en su operación o sufrir daños serios.

En la figura IV.3 se muestra un microprocesador y su entorno electrónico. Las señales de entrada/salida están aisladas del exterior utilizando dispositivos como optoacopladores, relays y transformadores.

Generalmente los optoacopladores y relays se utilizan como interfases de señales digitales, y los transformadores de señales analógicas, ambas ya sea de entrada o de salida.

Precauciones

Aislamiento. Todas las entradas y salidas del aparato deben estar aisladas con respecto a la electrónica interna, se recomienda que la caja o gabinete sea de metal y esté conectada a tierra física. La electrónica interna también debe estar aislada con respecto al chasis del aparato.

Esta protección es importante ya que, de no existir, se puede producir una degradación considerable en las características de los circuitos semiconductores.

Ruido. El principal problema que han tenido los sistemas basados en microprocesadores para integrarse al control es el ruido eléctrico inducido del ambiente, ya que éstos son sumamente sensibles a él.

Se debe considerar que mientras mayor sea la frecuencia de operación del microprocesados en un sistema, éste será más sensible al ruido; entonces, la frecuencia de operación debe ser la mínima necesaria. Una ventaja es que la disminución en la frecuencia de operación del microprocesador trae consigo un menor consumo de energía, lo cual alarga su tiempo de vida.

Para equipos que utilicen interfases con transformador a la entrada deben tomarse las siguientes consideraciones:

- .Disminuir el acople capacitivo entre los devanados del transformador.
- .Impedancia muy pequeña en el secundario del transformador

Para interfases implementadas con relevadores se debe considerar:

- .Atenuar el ruido producido por la conmutación con un circuito RC colocado entre el común y las terminales del relevador.
- .Evitar que el ruido producido en la bobina se filtre dentro del sistema.

Es recomendable asimismo que los relevadores se encuentren físicamente alejados de la electrónica del sistema.

IV.3 APLICACIONES.

El desarrollo de los sistemas eléctricos impone elevados requerimientos a los medios empleados para su protección en lo referente a confiabilidad, precisión y velocidad de operación, entre otros aspectos.

Los relevadores electromecánicos tradicionalmente usados para la protección ya no son capaces de satisfacer plenamente esos requerimientos y están siendo paulatinamente sustituidos por los relevadores electrónicos o estáticos. Una tendencia del desarrollo de la protección estática es la aplicación de los medios de la técnica digital.

La aplicación de las computadoras digitales a la supervisión, protección y control de los sistemas eléctricos y más recientemente, el uso de los microprocesadores, en estas tareas son sin duda las alternativas de mayor perspectivas.

Algunas aplicaciones son:

- IV.3.A Recolección y tratamiento de datos en la línea.
- IV.3.B Protección para una subestación.
- IV.3.C Protección de sobrecorriente.
- IV.3.D Funcionamiento del relé polifásico de distancia.

IV.3.A SISTEMA BASICO DE RECOLECCION Y TRATAMIENTO DE DATOS EN LA LINEA.

En la figura IV.4 se muestra un sistema de recolección de datos basado en un microprocesador. Los datos pueden ser introducidos a través de un teclado y obtener salidas en un despliegue de siete segmentos. La sincronización de transferencia de datos del adaptador de interfases de entrada se lleva a cabo utilizando una interrupción sencilla.

Tanto la parte electrónica (hardware) como la programación (software) están concebidas como un sistema de propósito general, el cual se adapta a cualquier proceso.

Concepción del hardware.

___Microprocesador como unidad central de proceso.

Memoria de datos estática de baja potencia donde se almacenan en tablas las variables que se medirán.

Memoria de programa donde residen los programas de funcionamiento del equipo.

___ Intercambio de información digital a través de dos interfaces programables destinadas a la atención del teclado alfanumérico y al impresor de líneas.

___ Canal de comunicación serie en base a una interfase, que permite la transmisión y recepción de datos.

___ Reloj que genere una solicitud de interrupción, que corra el programa monitor encargado de ubicar en el tiempo las diversas tareas que ejecuta el sistema.

___ Teclado. Mediante el cual el operador puede llenar las tablas necesarias para adaptar el sistema a las condiciones del proceso en el que se desea aplicar.

___ Impresor. Utilizado para dar reportes periódicos, imprimir las alarmas que se detectan y para reflejar los datos almacenados en las tablas a fin de que el operador los cambie si así lo desea.

Concepción del Software.

La programación se puede realizar en forma modular. Véase figura IV.5.

___ Módulo de comandos y funciones. Permite:

- La ejecución de programas.
- Sustituir el contenido de memorias.

- Mostrar el contenido de las memorias.
- Mostrar y sustituir el contenido de los registros.
- Mover el contenido de memoria de una zona a otra.

___Medición de variables.- Mide el valor de cada una de las variables y le da el tratamiento adecuado a la información. En base a un conjunto de subprogramas que toman el valor en binario del convertidor analógico-digital. Además compara cada medición contra los valores de límite establecido para las alarmas.

___Tratamiento de alarmas. Se vigilan los indicadores de alarma y en caso de detectar la activación de alguno, emite un reporte indicando el tipo de alarma que ha detectado.

___Reporte de las mediciones. Dar un informe periódico de los valores de cada variable activada.

IV.3.B SISTEMA GENERAL DE PROTECCION PARA UNA SUBESTACION.

Las subestaciones eléctricas constituyen nodos que tienen una gran incidencia en mantener el adecuado control, y todos los esfuerzos que estén encaminados a mejorar su funcionamiento, repercutirán en el desempeño y la economía del sistema. Los equipos más importantes de la subestación que requieren de la automatización son:

El conjunto de barras que forman parte del bloque energético, necesitan de la supervisión, el control y la protección de sus voltajes y corrientes, siendo prioritaria esta última tarea y para ello se emplean generalmente las protecciones diferenciales.

Las líneas de salida de la subestación también requieren de estas tres tareas, priorizándose en ellas las de supervisión y protección, empleándose para ello los sistemas de adquisición de datos y los circuitos de sobrecorriente o distancia, de acuerdo con el nivel energético en que trabajen.

El transformador principal necesita de estas tres tareas, debido a su importancia y nivel de complejidad, es frecuentemente llamado el corazón de la subestación.

El bloque formado por los compresores, interruptores, señalización, alimentación y otros, debe hacer uso de la supervisión y control, mientras que en los niveles jerárquicos que pueden estar en el despacho de carga o en la propia subestación, se necesita de una buena comunicación.

La automatización de las subestaciones cada día adquiere mayor actualidad, sin embargo, para su puesta en explotación es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- .Las diferentes demandas para el mantenimiento y la flexibilidad de las operaciones.
- .El tiempo de vida de la subestación es mucho mayor que el tiempo de vida de la tecnología de los equipos de control.
- .La correspondencia del proyecto de control automático con los sistemas ya instalados.

No obstante lo anterior, el desarrollo impetuoso de la electrónica y el aumento de las potencialidades de los dispositivos, así como su abaratamiento, permiten lograr sistemas de control con una alta complejidad unidos a un mayor y más detallado conocimiento de cada una de las variables, y por consiguiente, controles más seguros y confiables.

Actualmente, los sistemas de control automatizados de las subestaciones se desarrollan en tres grandes vertientes, a saber: el control centralizado, el distribuido, y el cuasi-distribuido.

Los sistemas de control centralizados se caracterizan por realizar la supervisión del proceso mediante un sólo elemento de cómputo, en este caso de una mayor potencialidad, lo cual le permite, -de acuerdo al sistema operativo que posee y al orden de prioridades establecido-, atender cada uno de los subsistemas del proceso en tiempo establecido pero con una velocidad tal que garantice una atención confiable a cada una de las partes.

El control distribuido basa su funcionamiento en la operación de varios procesadores, atendiendo cada uno de ellos una parte del proceso, tal como la atención al transformador, los sistemas de protección, los compresores, etc. Estos procesadores están generalmente en una sola pastilla, y su uso es recomendado cuando la cantidad de entradas, salidas y los requerimientos de memoria para la atención al proceso son bajos.

Sin embargo, en la práctica real se requiere que el sistema se caracterice por una alta confiabilidad y por lo tanto, se hace necesario llegar a una solución de compromiso, en la cual el control distribuido es supervisado por un sistema de cómputo de un nivel jerárquico superior siendo éstos capaces de asumir las funciones de otro procesador cuando se detecta en éste una falla.

Esto nos lleva a plantear el sistema distribuido-supervisor. Esta estructura de microcomputadoras es una variante modificada del sistema distribuido donde se conjugan el costo, la fiabilidad y las disponibilidades reales de componentes electrónicos, p.ej. véase la figura IV.6, muestra una subestación de 230 Kv. con 4 líneas de salida. Aquí se emplea un procesador para las barras, dos para las líneas, uno para el transformador y otro para los interruptores existiendo un nivel jerárquico superior que puede ser una microcomputadora personal o una de propósito específico.

Es bueno señalar que la interrelación entre estos procesadores permite priorizar las destinadas a la protección y en caso que ellos fallen, otros pueden asumir sus funciones.

IV.3.C PROTECCION DE SOBRECORRIENTE POR MICROPROCESADORES.

La figura IV.7. muestra un esquema general del sistema digital a emplear para la protección de sobrecorriente de las distintas líneas de transmisión que salen de una subestación.

El bloque de entrada comprende los transformadores de corriente auxiliares, rectificadores y filtros de las distintas fases de todas las líneas, un selector de valor máximo para cada línea, un multiplexor analógico y un convertidor analógico-digital, el cual está acoplado a un puerto de entrada de la microcomputadora.

Este bloque se encarga de tomar las muestras de corriente de cada línea protegida, selecciona la mayor de las tres, y convierte estos valores a su equivalente digital en palabras de 8 bits, que posteriormente son procesadas por la microcomputadora.

El segundo bloque es la microcomputadora, cuya función principal es calcular el tiempo de operación de la protección, correspondiente al valor de corriente de cortocircuito existente.

El bloque de salida posee un contador digital regresivo así como circuitos de disparo, alarma y señalización. Este elemento inicia el disparo del interruptor cuando a transcurrido un tiempo igual al calculado por la microcomputadora.

CIRCUITO DE ENTRADA.

Circuito De Protección véase figura IV.8.

La exactitud del dispositivo de medición de la corriente de entrada de un sistema de protección de sobrecorriente basado en microcomputadoras determina la precisión del equipo en su conjunto y, el énfasis que se dedique a la obtención de una buena linealidad, repercute directamente en su calidad.

Transformador de corriente (TC).

Elemento captador del sistema tiene la función de transformar las grandes magnitudes de corrientes que circulan por las líneas trifásicas protegidas tanto para condiciones normales de trabajo, como para cortocircuitos. Estos transformadores de corriente se conectan a otros transformadores primarios que están directamente acoplados a la línea y que permiten que en el peor de los casos circulen por el primario del segundo transformador, corrientes del orden de los 100 amperes, mientras que por el secundario sólo algunos amperes, que pueden ser admitidos por las entradas de los circuitos electrónicos que le suceden, manteniendo a la vez, la adecuada linealidad para que la operación sea lo más precisa posible.

Rectificador, filtro y convertidor de corriente-voltaje.

Se emplea un rectificador de corriente, un filtro capacitivo y un convertidor resistivo. Los diodos fueron escogidos de modo que soporten más de cinco amperes para ser conectados como rectificador monofásico de onda completa tipo puente que permite a la vez un voltaje de pico inverso; el filtro es del tipo simple capacitor, que con un valor mayor de 200 microfaradios, garantiza un excelente bajo rizado y aceptable retardo; por último el convertidor corriente-voltaje es simplemente resistivo, tomándose, en este caso, un resistor de pequeño valor para que circule en él toda la corriente, siendo despreciable la que alimenta el paso siguiente.

Selector de Máximo Voltaje.

La compuerta mezcladora está formada por tres diodos conectados de modo que reciben los voltajes de cada una de las fases de la línea para ser mezclados en el punto común y proporcionar la conducción del dispositivo que esté asociado a la fase que tendrá el mayor voltaje. En estas condiciones, el cátodo de los diodos restantes está más positivo que en sus ánodos y, por lo tanto, estos no conducen, pasando al limitador de nivel sólo el mayor de los voltajes alimentados. Cuando este limitador actúa en combinación con el adaptador de nivel, no permite, que la salida sobrepase el máximo voltaje que admite el selector analógico en sus entradas.

Para enlazar la microcomputadora se empleará un selector analógico múltiple y un convertidor analógico-digital.

IV.3.D PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL RELE POLIFASICO

DE DISTANCIA.

Se entiende como órgano de distancia trifásico, el que es capaz de distinguir entre un cortocircuito en la zona de operación y otro fuera de dicha zona, independientemente, del tipo de cortocircuito. La variante más común de órgano de distancia trifásico es aquella que incluye seis órganos de distancia y un circuito lógico "0".

Sin embargo, actualmente se emplea un órgano de medición a cuya entrada se aplican voltajes y corrientes, en dependencia con su relación y, desde el algoritmo que determina que señales serán aplicadas, es realizado por un dispositivo selector.

Esto nos permite que el órgano de medición pueda tener cualquier principio de operación, y como es uno solo, se puede lograr en el la calidad necesaria para satisfacer los más elevados requerimientos. Dicho órgano de medición puede ser una microcomputadora.

Fundamento teórico.

El órgano selector debe en primer lugar determinar si el cortocircuito involucra tierra o no, antes de determinar las fases que fallaron.

Puede considerarse, que ha ocurrido un cortocircuito a tierra si se cumple:

$$I_0 \geq I_{arr}$$
$$U_0 \geq U_{arr}$$

Donde,

I_{arr} y U_{arr} , son respectivamente, la corriente y el voltaje de arranque, cuyos valores se escogen teniendo en cuenta los valores que pueden alcanzar I_0 y U_0 en ausencia de cortocircuito a tierra.

Para la determinación de las fases falladas en el caso de cortocircuito entre fases se emplea la comparación de fases.

Este método consiste en la comparación de fase de las corrientes de secuencia positiva (I_1), y secuencia negativa (I_2) de una fase cualquiera. A través de componentes simétricas, se puede demostrar que para los tres posibles de cortocircuito entre fases, el ángulo de estas corrientes toma valores determinados Véase tabla 1

TIPO DE CORTOCIRCUITO	CONDICION
AB	$\text{Arg} (I_{2a} / I_{1a}) = \pi/3$
BC	$\text{Arg} (I_{2a} / I_{1a}) = \pi$
CA	$\text{Arg} (I_{2a} / I_{1a}) = 5\pi/3$

Tabla 1

De igual forma para la determinación de los cortocircuitos que involucran tierra se utilizó el método de la comparación de fase I_2 o I_1 . El ángulo de fase entre estas corrientes toma un valor determinado para cada cortocircuito.

En el caso de los cortocircuitos bifásicos a tierra el ángulo resulta estar en la frontera entre dos condiciones, por lo que otra condición consiste en la comparación de fase entre las componentes de secuencia negativa y cero. En la tabla 2 se especifican las condiciones para la determinación del tipo de cortocircuito a tierra.

Tabla 2

TIPO DE CORTOCIRCUITO	CONDICION
AO	$-\pi/3 < \text{arg}(I_{2a}/I_{1a}) < \pi/3 ; \quad -\pi/3 < \text{arg}(I_{2a}/I_0) < \pi/3$
BO	$\pi/3 < \text{arg}(I_{2a}/I_{1a}) < \pi ; \quad \pi < \text{arg}(I_{2a}/I_0) < 5\pi/3$
CO	$\pi < \text{arg}(I_{2a}/I_{1a}) < 5\pi/3 ; \quad \pi/3 < \text{arg}(I_{2a}/I_0) < \pi$
ABO	$0 < \text{arg}(I_{2a}/I_{1a}) < 2\pi/3 ; \quad \pi/3 < \text{arg}(I_{2a}/I_0) < \pi$
BCO	$2\pi/3 < \text{arg}(I_{2a}/I_{1a}) < 4\pi/3 ; \quad -\pi/3 < \text{arg}(I_{2a}/I_0) < \pi/3$
ACO	$4\pi/3 < \text{arg}(I_{2a}/I_{1a}) < 2\pi ; \quad \pi < \text{arg}(I_{2a}/I_0) < 5\pi/3$

El método solo es aplicable cuando la corriente de carga es despreciable frente a la de cortocircuito, debido a que ésta ejerce una gran influencia sobre la fase de la corriente de secuencia positiva aplicada al relé.

El diagrama de bloques que representa todas las condiciones de cortocircuito organizados en un orden lógico, y de acuerdo a la información obtenida de las tablas 1 y 2, se muestra en la figura IV.10.

Partiendo de ésta, se obtuvo el circuito lógico a base de compuertas, el cual se muestra en la figura IV. 11. El sistema garantiza que si hay un tipo de cortocircuito presente, la salida que representa dicho cortocircuito sea activada, es decir, se coloca en un nivel "1" lógico, mientras que el resto de las salidas no pueden estar activadas manteniendo en sus salidas un nivel "0" lógico. No pueden existir dos salidas activadas, ya que esto traería serios problemas, pues cada una de éstas están acopladas a otro circuito que determinan los voltajes y corrientes de entrada al relé.

Si al comparar U_0 con U_{arr} resulta mayor el primero, la salida del bloque comparador de amplitud tiene un nivel "0", el cual es aplicado a las compuertas A y B que representan los cortocircuitos trifásicos, de manera que éstas no tienen posibilidad de operar.

El "0" se aplica a un inversor cuya salida ("1") es aplicada a una de las entradas de las compuertas de la 1 a la 6. Las salidas de estas compuertas representan que líneas han fallado, y sólo una será activada, pues a la otra entrada de las mismas, se le aplican la salida de los bloques comparadores de fase (U_2 o U_1) y (U_2 o U_0).

En el caso que U_0 sea menor que U_{arr} , la salida de este bloque tendrá un "1" lógico que al pasar por el inversor se convertirá en "0", de manera que el cortocircuito será trifásico o bifásico.

Esto último se decide de la siguiente manera: si U_2 es cero la compuerta 10 da a su salida un "1", que activa la compuerta 12, indicando cortocircuito trifásico. En caso contrario, 10 tendrá a su salida un "0" y 11 un "1", quedando habilitadas las compuertas 7, 8 y 9 que, a su vez, reciben la señal de la comparación de U_2 y U_1 , e indican las fases falladas.

Se emplearon comparadores de fase que utilizan el principio de la comparación de fase por pulso. El selector se justifica con vistas a lograr sencillez, pues él sólo determina el tipo de falla, mientras que la unidad de medida (relé) precisa la medición correcta.

Al analizar los intervalos de comparación para cada uno de los cortocircuitos, se puede notar que todos son 120° , luego el criterio general de operación viene dado por:

$$-\alpha < \theta < 120 - \alpha$$

Donde:

θ es el ángulo de defasaje entre las señales de entrada, y α es un ángulo fijo por diseño, que se conoce como límite angular. De acuerdo con los intervalos de comparación necesarios tomará los siguientes valores: 0, $\pi/3$, π , 2π , $4\pi/3$ y $5\pi/3$, tomando a U_2 como referencia.

Para la realización práctica de los comparadores, se cuadran las señales senosoidales de entrada a través de circuitos con operacionales, que activan a su vez, monoestables cuyos períodos cuasiestables están determinados por los valores de α .

La salida de cada compuerta "y", excita a un monostable, cuyo período se determina por el tiempo que se desea que se mantenga la señal de operación a la salida. No debe ser grande este tiempo, con vistas a garantizar que una sola salida esté activada.

Lista de figuras incluidas en el capítulo IV.

- IV.1 Registro de datos.
- IV.2 Diagrama esquemático de un microprocesador.
- IV.3 Interfase (entorno electrónico).
- IV.4 Recolección y tratamiento de datos.
- IV.5 Módulo de programación.
- IV.6 Control cuasidistribuido.
- IV.7 Esquema de protección de sobrecorriente en una línea de transmisión.
- IV.8 Circuito de entrada con rectificación de corriente.
- IV.9 Diagrama lógico de operaciones.
- IV.10 Diagrama de bloques del relé.

SISTEMA DE REGISTRO (ADQUISICION) DE DATOS CONTROLADO POR UN COMPUTADOR CENTRAL

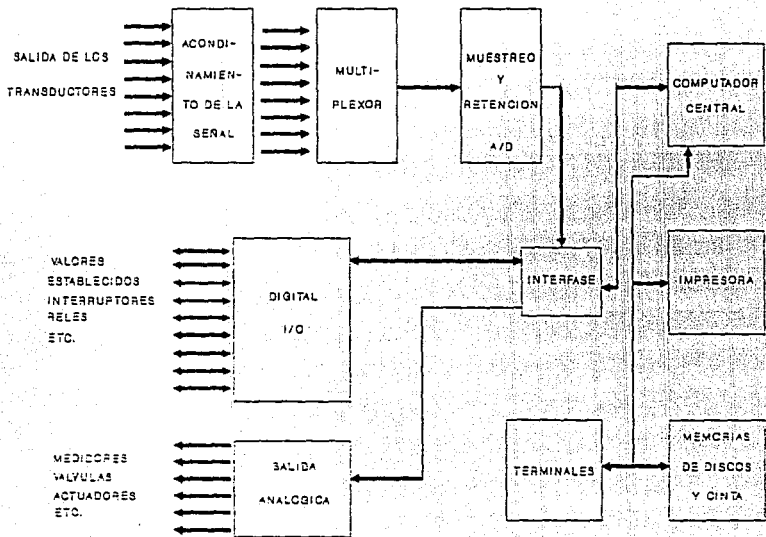


Figura IV.1

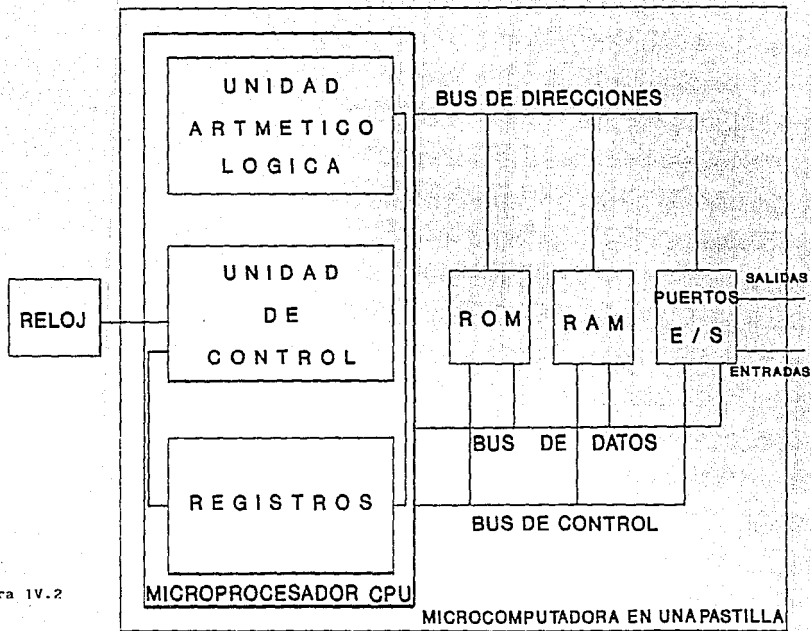


Figura IV.2

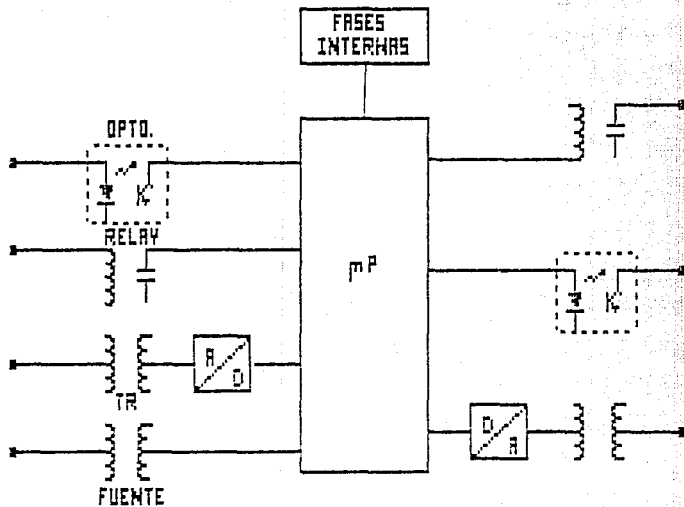
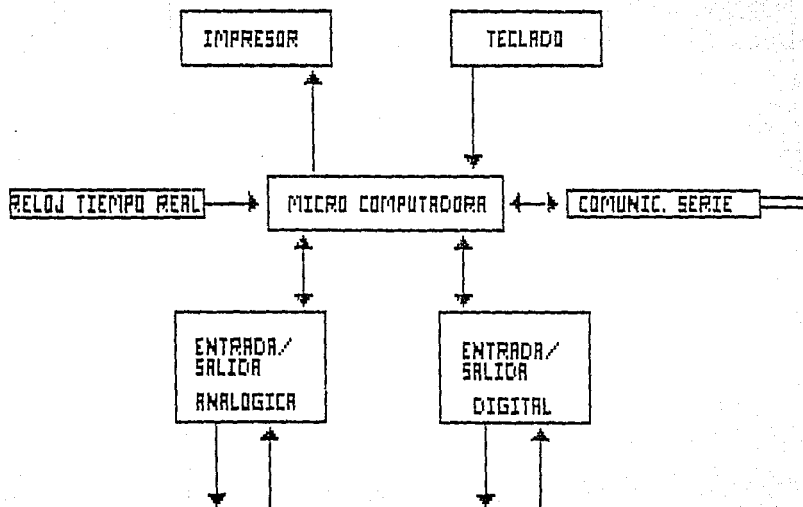


Figura IV.3

RECOLECCION Y TRATAMIENTO DE DATOS



106

Figura IV.4

MODULO DE PROGRAMACION

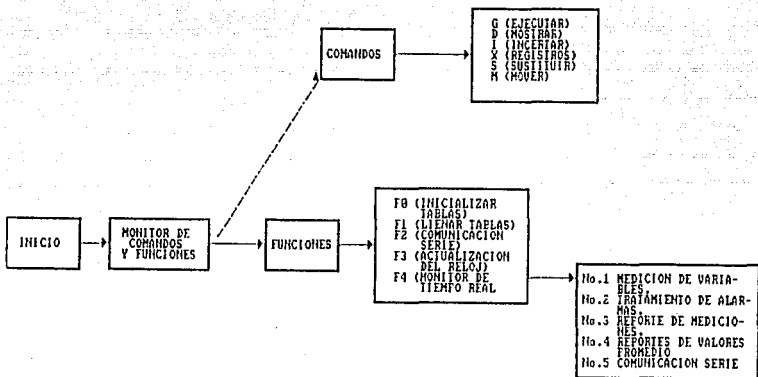


Figura IV-5

Figura IV.5 Diagrama de bloques de la programación

Figura IV.6

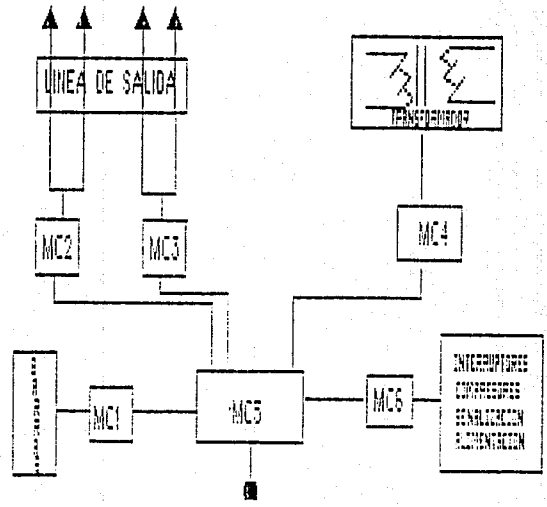
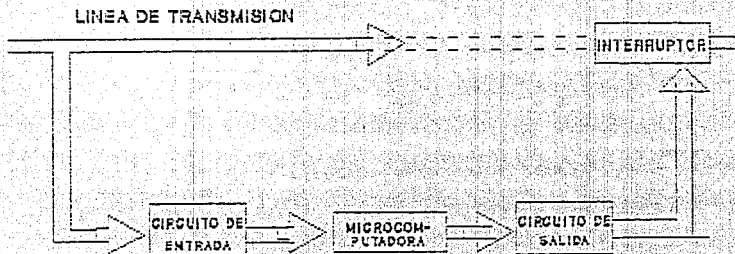
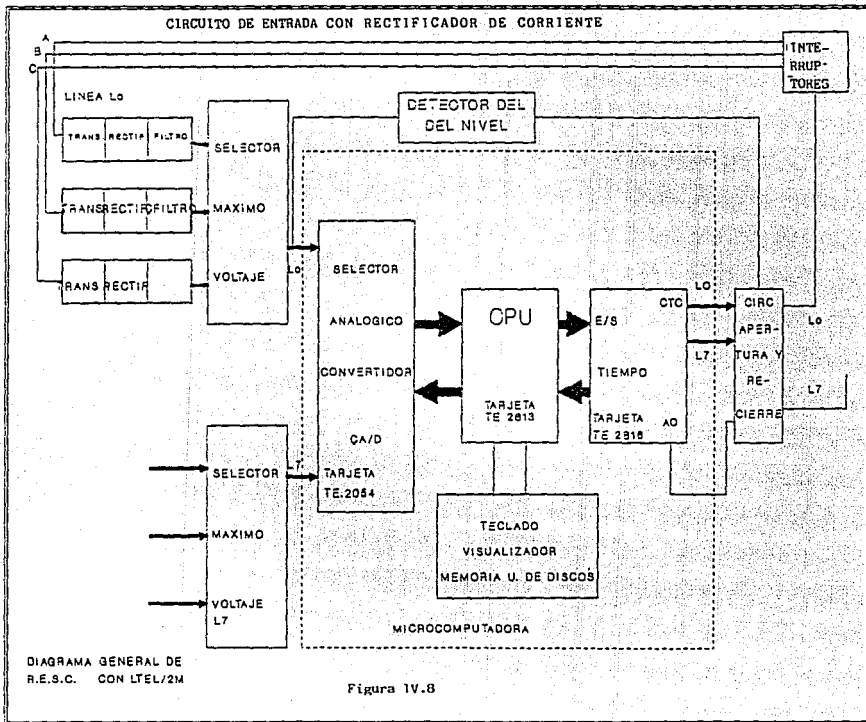


Figura IV.7



ESQUEMA DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE
EN UNA LINEA DE TRANSMISION



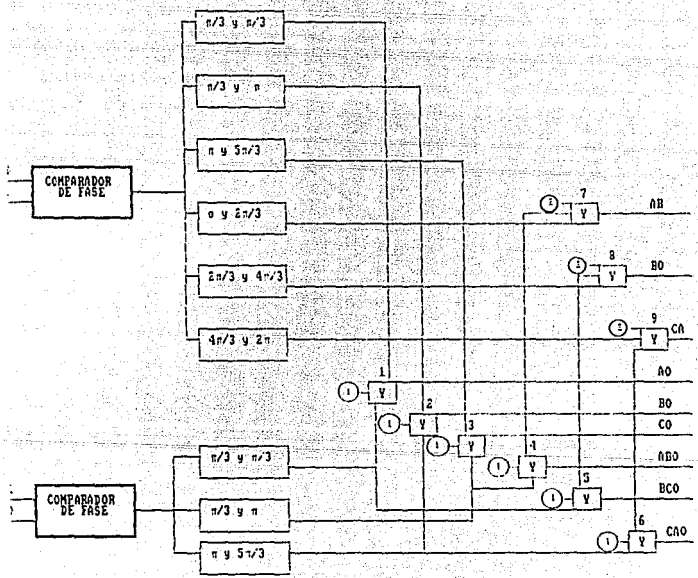
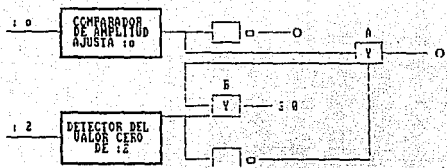


Figura 10.10 Diagrama de bloques del rete

CAPITULO V

ALARMAS, EQUIPO DE NORMALIZACION DEL SERVICIO, DISEÑO DIGITAL Y FUTURO DE LAS PROTECCIONES

V.1 ALARMAS, EQUIPO DE NORMALIZACION DEL SERVICIO.

ALARMAS

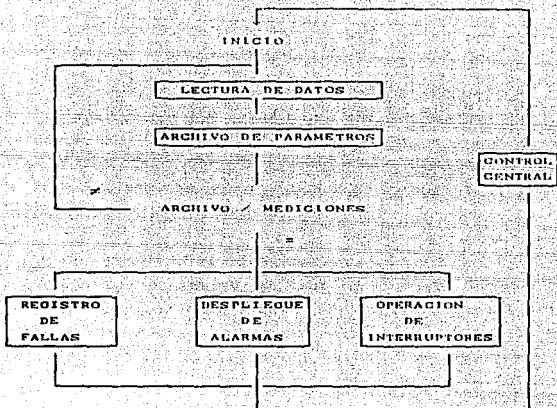
Dada la importancia de mantener el sistema en operación y con cierto grado de confiabilidad se establece una red de alarmas con una forma de aviso tanto visual como auditivo ante cualquier desperfecto en el equipo o de los elementos del sistema o fallas de operación con el fin de dar solución a éstos y poder evitar fallas e interrupciones de energía.

Existen como mínimo 18 alarmas que cubren fallas o desperfectos individuales o en conjunto, de tal manera que puede accionarse una alarma al ocurrir un primer desperfecto en un grupo de elementos relacionados o similares. Estas alarmas pueden ser locales o remotas.

Entre otras pueden mencionarse;

1.- Interruptor disparado.- Existe una alarma por cada interruptor, la cual accionará al dispararse éste, con el fin de enterar al operador en la misma S.E. o remotamente que se ha desconectado la línea en la figura V.1 se muestra un esquema de un control de alarmas.

Figura V.1 Control de alarmas.



2.- Falla incipiente en el mecanismo del interruptor.- Esta alarma es individual y señala fallas propias del interruptor, con el fin de mantenerlo en óptimas condiciones de operación al realizarse un mantenimiento apropiado.

3.- Falta de aire en el interruptor.- Se relaciona con la falta de presión de gas utilizado en el interruptor como medio de "Interrupción".

4.- Falta de C.D. al circuito de cierre. En este caso, como es lógico, al faltar la alimentación de C.D. al circuito, no funcionará al requerir su servicio, por lo cual se ¹sensa el

Nota: se utiliza aquí la palabra "sensa" en el sentido de la sensibilidad de los aparatos para registrar variaciones.

voltaje al final de todo el circuito, mediante la utilización de un relé auxiliar (27c), el cual operará al detectar una caída de tensión en dicho circuito.

5.- Falta de C.D. al circuito de disparo 1.- Como es de suma importancia liberar las fallas de la línea, existen dos disparos en los interruptores, disparo 1 y disparo 2, siendo este último un apoyo del primero.

Así la alimentación de C.D. en cada uno de estos circuitos de disparo debe ser comprobada y en cada caso se coloca una alarma para detectar la falta de C.D. sin la cual simplemente no operarían. En el circuito de disparo 1 se sensa la falta de C.D. con un relevador (27d).

6.- Falta de C.D. al circuito de disparo 2.- Estas alarmas se independizan por circuitos (D1, D2) para asegurar tener siempre los dos o al menos uno de los circuitos de alimentación de C.D. En este caso se detecta con un relevador (27Dz), el circuito de disparo 2 (disparo de respaldo).

7.- Falta de C.D. al circuito de protección primaria.- al igual que en los anteriores, se sensa la falta de C.D. en el circuito de protección primaria, para asegurar que no falle ésta y se sensa también con el relevador (27pp) al final del circuito.

8.- Falta de C.D. al circuito de protección de respaldo.- De faltar la protección primaria, debe liberarse la falla con la de respaldo y debemos asegurar que ésta no falle por falta de C.D. y de señalización con una alarma mediante un relevador (27PR).

9.- Falta de C.D. al circuito de falla de interruptor.- como este circuito indica cualquier falla en el circuito de la protección (50F1), es necesario tenerlo en operación para que, dado el caso, sea capaz de indicar que existe falla, por lo que no debe faltar C.D. en este circuito, usando un relevador (27F1).

10.- La falta de C.D. al circuito de control de cuchillas.- Se instala al igual que los otros para asegurar la C.D. y la correcta operación de cuchillas.

11.- Falta de C.D. al circuito de recepción de Carrier (86RC).- su función es la de señalar la falta de C.D. en el sistema de recepción del carrier, esto es de vital importancia para el caso de que existan disparos transferidos por parte de las protecciones de la red al interruptor de la línea.

Otras alarmas señalan la operación de los elementos del sistema y enteran al operador de ello.

Esto se logra por contactos estratégicamente colocados en interruptores, o relevadores sensores de tal manera que tenemos alarmas que indican:

- 12.- Operó protección primaria (21-Z1).
- 13.- Operó protección de respaldo (67N).
- 14.- Operó receptor de Carrier (86RC).
- 15.- Operó recierre (79).
- 16.- Operó registrador de disturbios (RD).
- 17.- Falta de C.D al registrador de disturbios.

Estas últimas permiten mantener el registrador de disturbios en óptimas condiciones para su adecuada operación durante la concurrencia de fallas. Todas las alarmas antes mencionadas y otras que pudieran existir se encuentran concentradas en un tablero o panel luminoso y sonoro. En él se distribuyen dichas alarmas con el fin de que, al tenerse alguna de las situaciones mencionadas, sea de fácil detección por parte del operador de la S.E.

EQUIPO DE NORMALIZACIÓN DEL SERVICIO.

Las líneas aéreas, tanto a nivel de distribución como en el de transporte, están sometidas en la mayoría de los casos a corto circuito transitorios que permiten su reconexión a la red pocos instantes después de haber sido desconectadas.

En base a lo anterior, es usual aplicar equipos de reconexión automática para mejorar la continuidad del servicio. Evidentemente, por sus peculiaridades, conviene distinguir entre los equipos utilizados en la red de transporte y los que se usan en la red de distribución.

En las líneas de distribución, es frecuente encontrar equipo que incluya la posibilidad de realizar, a elección, programas diferentes de reconexión, a saber:

- 1.- Una reconexión rápida (RR)
- 2.- Una reconexión lenta (RL)
- 3.- Dos reconexiones (RR + RL)
- 4.- Reconexión fuera de servicio.

En la red de transporte interesa especialmente mantener la estabilidad del sistema; por ello, la reconexión monofásica es la solución más utilizada. Ello no impide que, en extremos de la red u otras aplicaciones concretas, se utilice, aunque en menor medida, la reconexión trifásica.

En el funcionamiento protección-reenganche se introducen algunas condiciones de seguridad como:

___ Cuando se conecta una línea durante un período de 2/5 se bloquea el reenganche, y si aparece una falla el subsiguiente disparo será trifásico y definitivo.

— Después de un disparo monofásico, en el momento del reenganche las protecciones de distancia alargan su alcance al segundo escalón durante unos pocos segundos, con el fin de acelerar el disparo si persiste la falla.

— Durante la pausa de reenganche, después de un disparo monofásico, si aparece una nueva falla monofásica en otra fase, se produce el disparo trifásico definitivo, sin probabilidades de reenganche.

La utilización del disparo y reenganche monofásico requiere una correcta coordinación del conjunto protección-reenganche-interruptor.

En la figura V.2 Se muestra el esquema de conjunto para una línea de 400 Kv., Constituido por dos protecciones principales. En una de ellas se dispone el selector de fase en falla integrada con la protección y en la otra, segregado. El equipo de reconexión acostumbra ser único.

- 1.- Disparo fase R.
- 2.- Disparo fase S
- 3.- Disparo fase T
- 4.- Acople trifásico
- 5.- Prolongación
- 6.- Arranque
- 7.- Disparo

En estos caso, cada protección actua sobre distinta bobina de disparo del interruptor y con alimentación independiente de la fuente auxiliar de corriente continua.

Esquema de protección y reenganche para una línea de 400 KV.

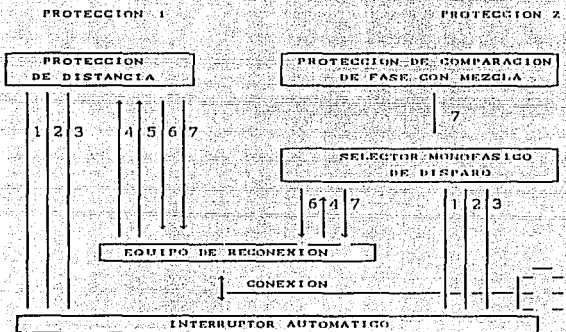


Figura.V.2 Protección-reenganche.

V.2 MANTENIMIENTO Y NORMATIVIDAD.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO

Mantenimiento Preventivo conjunto de acciones realizadas sobre los diferentes componentes del sistema, de acuerdo a una base programada, tendientes a evitar la ocurrencia de una falla parcial o total del sistema.

Mantenimiento correctivo conjunto de acciones efectuadas sobre una parte o el total del sistema, tendientes a reparar una falla parcial o total, cuando ésta se presenta.

Atendida la falla, el reporte deberá incluir como mínimo los siguientes datos:

- * Fecha y hora de ocurrencia de cualquier falla.
- * Nombre y dirección del reportante.
- * Fecha y hora de la llegada del personal de mantenimiento.
- * Tiempo de reparación.
- * Descripción completa de la falla.

Puntos de interés para el óptimo funcionamiento del área de mantenimiento serían:

- 1.- Evaluación y selección del equipo.
- 2.- Rutinas de pruebas.
tiempos de pruebas.
- 3.- Procedimientos de mantenimiento.
- 4.- Planeación estratégica de operaciones.
 - Informes de fallas.
 - Calendario de mantenimiento.
el cual no deberá interferir las demandas de utilización.
 - Actividades incluidas.
se deberán especificar las actividades del mantenimiento preventivo y la frecuencia con que se realizará.
 - Notificación de fallas.
tiempo máximo de asistencia, tiempo límite de recuperación
registro y control de fallas y frecuencia de fallas

NORMATIVIDAD TECNICA Y GUBERNAMENTAL.

La normatividad técnica se refiere a la implantación de procedimientos básicos para definir, realizar y documentar una actividad.

Se necesita de estándares para efectuar los análisis, el diseño, la programación, documentación y operación del sistema.

Los estándares de deben analizar e implementar de acuerdo a las

normas generales de cada institución, estableciendo claramente el riesgo que se desea cubrir con ellos o las ventajas que se pretenden obtener con su aplicación.

La rápida evolución del equipo necesario para la medición, control, detección y eliminación de incidentes en las instalaciones eléctricas, hace casi imposible establecer normas rígidas o patrones invariables, hasta el punto en que los medios disponibles en la actualidad son más bien fruto de la experiencia adquirida con el análisis continuo del comportamiento de los elementos que componen los sistemas eléctricos que de descubrimientos espectaculares.

La construcción modular del equipo de medición, control y protección basados en sistemas digitales ha permitido tomar como procesos a estandarizar los siguientes:

- 1.- Análisis
- 2.- Diseño
- 3.- Programación de sistemas.
- 4.- Operación de sistemas.
- 5.- Documentación.

La interconexión de los elementos digitales con las señales analógicas presenta un amplio campo de aplicaciones aunado con un alto grado de complejidad.

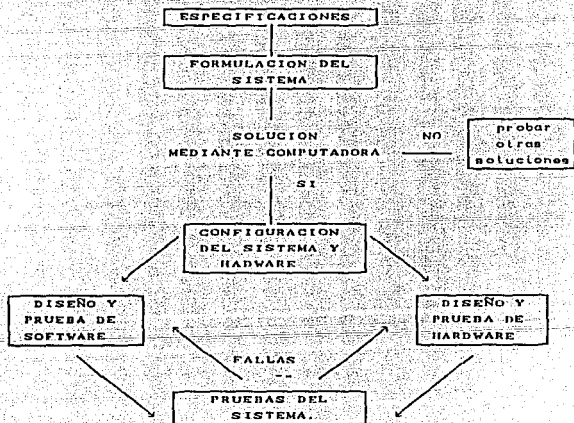
V.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DIGITAL.

La utilización de las señales procedentes del mundo real (del proceso) a través de los sensores, transductores, circuitos digitales y analógicos, etc., y su integración en el sistema controlado por computadora involucra desarrollo tanto de hardware como de software.

La configuración del sistema en hardware básicamente involucra la selección de módulos electrónicos compatibles. La selección y desarrollo del software para análisis de datos de control de procesos, son mucho más complicados.

Durante la configuración de un sistema completo, hardware y software, deben ser estructurados para operar como una unidad integral. Mas aún, el diseño debe ser lo suficientemente flexible para incorporar crecimiento y expansión tanto en hardware como en software.

Figura V.3 Diagrama del diseño de un sistema digital.



El hardware del sistema consta de tres secciones principales:

- 1.- Sensores e instrumentación: Circuitería digital y/o analógica de adquisición, transducción y acondicionamiento.
- 2.- Interfase de la computadora: Interconexión entre elementos de hardware, de software y seres humanos.

a) Interfase de hardware: es la circuitería y trayectorias físicas que deben conectar e intercambiar señales electrónicas en un orden preestablecido.

b) interfase de software: Es el conjunto de programas de control, administración de hardware, los protocolos y mensajes específicos establecidos entre los distintos módulos de código (subrutinas) o programas.

c) Interfase hombre máquina: Es el método de interacción entre una persona y la computadora. Existen dos formas de estas interfaces:

La forma visual que aparece en una pantalla de video o en un informe impreso (reportes de texto y cantidades numéricas, etc.).

La forma interactiva, que es la conversación entre el usuario y la computadora desde una terminal (pantallas de ayuda y menús de alternativas etc.)

- 3.- Sistemas de cómputo: Máquina programable para el procesamiento de información. El concepto engloba a:

La computadora (CPU), todos los dispositivos periféricos unidos a ella y el sistema operativo (Programa de control principal que maneja y administra el medio ambiente de la computadora). Micro, minicomputadoras y mainframes, elegidas de acuerdo a la carga total de trabajo y rendimiento requerido.

La interfase de la computadora involucra una elección entre flexibilidad de hardware o incremento de los requerimientos de software.

Ningún sistema de cómputo puede operar sin software, esto es, sin el conjunto de instrucciones almacenadas en su memoria o programas, necesarios para ejecutar tareas dentro de él, y con el sistema.

El Software puede clasificarse en tres categorías:

- * Programa administrador (sistema operativo de la Computadora), Programa de control principal que supervisa y determina la operación del sistema de cómputo en todo momento, encargándose de la ejecución de comandos, control de tareas, Métodos de acceso (E/S), canalización de información y administración de los recursos del hardware del sistema.
- * Programas de aplicación: Tareas de propósito especial, que hacen uso de los recursos y funciones principales del sistema.
- * Programas de soporte del sistema: Auxilian al usuario en el desarrollo de programas de aplicación, éstos incluyen:
 - a) Lenguajes del procesador: (ensambladores) convierten programas en lenguaje de alto nivel a programas en lenguaje de máquina.
 - b) Editores: Facilitan la creación o modificación de programas escritos por el usuario.

c) Depuradores (debuggers), ayudan a la localización de errores en la lógica de los programas del usuario con características como: ejecución de programas paso a paso, rastreo (tracing) de variables y datos, despliegue de estados (status) del procesador, establecimiento de puntos de ruptura (breakpoints) en el flujo del programa, modificación del valor de variables en línea, etc.

Es conveniente recordar algunos puntos importantes cuando se consideran alternativas para el diseño de las interfases de la computadora y la configuración del sistema:

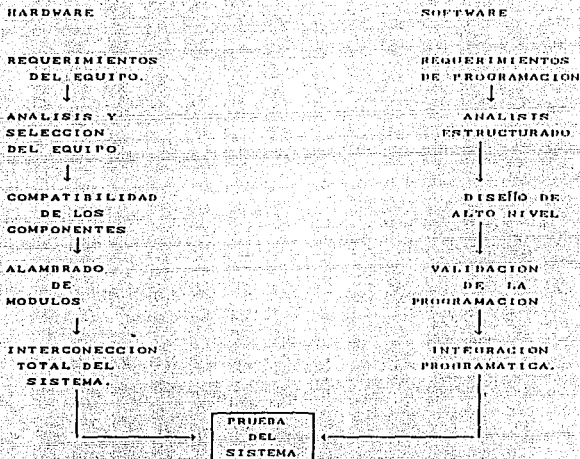
* Es importante definir claramente los objetivos del sistema ya que los requerimientos entre los sistemas son muy diferentes a los de un instrumento autónomo de análisis y/o medición.

* Es necesario seleccionar las funciones que son requeridas y especificar la computadora e interfase que realizará estas tareas.

Esto involucra comparar las alternativas "Hardware-Software" tanto desde el punto de vista económico como operacional.

* Finalmente, la más importante consideración, es que el software y el hardware deben funcionar como una unidad integral. Así el diseño, tanto de hardware como el de software, deben ser evaluados juntos, con el fin de desarrollar un apropiado diseño global del sistema.

Figura V.4. Integración del hardware y del software.



VENTAJAS DE LOS SISTEMAS DIGITAL.

La tecnología digital tiene varias ventajas y beneficios sobre la tecnología analógica.

- 1.- La resolución de los dispositivos digitales dependen del número de bits por palabra utilizados en los cálculos aritméticos.

- 2.- Un dispositivo digital puede operar con funciones lógicas y aritméticas mientras controla un proceso.
- 3.- Los datos registrados por un dispositivo digital no se ven alterados, excepto cuando el equipo falla.

VENTAJAS DE LOS MICROPROCESADORES.

Facilidad para incorporar autodiagnóstico y funciones automáticas de inspección.- lo cual representa una gran mejora en la fiabilidad y la seguridad. La supervisión continua permite la verificación de los circuitos de la CPU (unidad control de procesamiento) memoria, disparo de ajuste y elementos de entrada salida.

Mejora de características.- La complejidad de los sistemas eléctricos requiere de sofisticadas características en los equipos de protección una gran cantidad de hardware cuando se utilizan relés convencionales; mientras que en los relés digitales, la consecución de un determinado requerimiento es sólo problema de software.

Mejoría de la flexibilidad en la aplicación.- En los sistemas de protección digital, las funciones son realizadas en la medida de lo posible por software, por lo tanto, se pueden normalizar varios tipos de control que tengan idéntico hardware.

Reducción de conexiones entre el equipo.- La utilización de microprocesadores posibilita la realización de sistemas jerarquizados en los que la comunicación en serie sólo requiere un par de conductores para transmitir la totalidad de la información.

Las características de los componentes digitales no varían con la temperatura, los cambios de voltaje o el envejecimiento.

VENTAJAS DE LA PROTECCION DIGITAL

Los relevadores microprocesados son más flexibles que los convencionales (electromecánicos y de estado sólido). Los componentes de propósito general pueden emplearse para realizar una gran variedad de funciones de protección sólo cambiando su programación.

Los dispositivos digitales tiene la propiedad del autorestablecimiento, con la simple ejecución de un programa el cual compara valores preestablecidos con mediciones reales, si los valores difieren, el microprocesador alerta a los operadores o automáticamente cambia su comportamiento.

Regularmente los microprocesadores recolectan los datos operacionales, los voltajes, las corrientes y los flujos de potencia transmitiéndolos posteriormente al centro de control.

LIMITACIONES DEL SISTEMA DIGITAL.

La adopción y desarrollo de paquetes de programación en aplicaciones particulares implica dinero y esfuerzo adicional.

El personal de operación requiere capacitación para determinar todas las funciones del sistema, localizar y aislar fallas del equipo en forma precisa.

Los requerimientos de hardware y software incrementan los costos de mantenimiento.

La cantidad y calidad de los documentos del proyecto puede resultar insuficiente en el momento del arranque o cuando se requiera alguna modificación.

Los equipos instalados deben estar vigentes por lo menos 10 años. Pero dado el asombroso desarrollo dentro de la electrónica, puede darse el caso de que, al mismo tiempo que arranque el sistema, se lance al mercado la siguiente generación de computadoras, lo cual es un problema muy serio.

El concepto sobre el cual descansa el diseño digital es el control analógico tradicional, solamente que realizado a través de microprocesadores con tareas programables que ayudan a mejorar las técnicas tradicionales de control.

V.4 UNA NUEVA CONCEPCIÓN EN PROTECCIONES.

Para hacer un planteamiento razonable de las perspectivas del desarrollo de los sistemas de protecciones, es necesario tener en cuenta previamente la evolución de los sistemas eléctricos.

El papel de la electricidad en el suministro de energía es cada vez más importante y en consecuencia, las sociedades son muy vulnerables a las perturbaciones y cortes.

El incremento en los costos de energía, la optimización de la utilización de los recursos, las exigencias medio ambientales etc., harán que la producción, el transporte y la distribución de electricidad se realicen apurando al máximo los márgenes disponibles.

Para atender estas demandas, hay que plantear y desarrollar nuevos sistemas de vigilancia, control y protección.

En este plantamiento cabe distinguir dos etapas:

La primera etapa se cubrirá mediante la total integración en conjuntos informatizados de los sistemas de vigilancia, control y protección estableciendo los adecuados enlaces entre los sistemas. Las protecciones, sin embargo, persistirán como sistemas de apoyo al interior, como figura agregada y con criterios de unidad autónoma.

Esta etapa puede considerarse como puente hacia una nueva concepción futura de los sistemas de protección.

En consecuencia, puede concluirse que el primer período de tiempo analizado constituye una etapa de evaluación tecnológica de funciones, sin que pueda hablarse todavía de una sustitución de planteamientos.

En un futuro no precisable por la oportunidad económica, habrá que hablar y plantear otros lenguajes y concepciones.

Hasta ahora, los sistemas eléctricos disponen de equipos de protección cuya finalidad fundamental es detectar y eliminar las averías en el menor tiempo posible, y todo ello con unos parámetros preestablecidos y estáticos.

Por otra parte, y sin una conexión relevante con los sistemas de protección, existen sistemas de control, automatismos y vigilancia cada uno de los cuales atiende la función que le corresponde.

El planteamiento futuro ha de reunir todas las funciones anteriores en una concepción globalizada e interrelacionada como un todo. Por consecuencia, en una primera aproximación, cabe situar el término de las protecciones como una parte indivisible de un software y un hardware.

Por otra parte, las protecciones a futuro deben atender fundamentalmente la detección y diagnóstico previo de posibles averías además de continuar ejerciendo la acción última de detectar y eliminar las que no sean identificables antes de que se produzcan. La posibilidad de diagnosticar a priori posibles averías, abre un campo de acción, hasta ahora inexplorado y de amplias consecuencias.

Si se añade la posibilidad de alterar mediante automatismos las configuraciones de la red, todo ello bajo la óptica de optimización, es fácil comprender que la técnica de la protección actual queda totalmente superada y sometida a unos planteamientos de dimensiones mucho más amplias que las actuales.

El nuevo concepto de planeación futura se define como protección total o también como protección control.

La protección total debe ser un conjunto de funciones incorporadas en un proceso más general, que permita la detección previa de posibles averías y su eliminación, en caso de que se produzcan.

Todo ello asociado a un proceso jerarquizado, aunque descentralizado, para garantizar la seguridad y fiabilidad necesaria.

A continuación se enumeran algunos aspectos que requieren un cambio:

- Nuevos métodos de medida y protección.
- Nuevos criterios de funcionamiento.
- Nuevos planteamientos de autoprotección.
- Nuevas perturbaciones que se deben tomar en cuenta.
- Nuevos criterios de coordinación.
- Nuevas exigencias de preparación de profesionales.

Lista de figuras incluidas en el capítulo V.

- V.1 Control esquemático de alarmas.**
- V.2 Diagrama de bloques Protección-Reenganche.**
- V.3 Diagrama del diseño de un sistema digital.**
- V.4 Integración del Hardware y del Software.**

CONCLUSIONES

El nivel técnico, científico y económico alcanzado por la actual sociedad tiene como base la capacidad de generación de energía eléctrica.

En el ámbito internacional esta capacidad se ha tomado como un índice para medir el grado de desarrollo de un país.

Lo anterior respalda la necesidad de encontrar mecanismos de ahorro energético vía su correcta utilización. El sector industrial, como principal usuario, debe optimizar el consumo interno de energía, lo cual disminuye sus costos de operación, en cuanto al rendimiento de los equipos terminales es por el momento inmejorable, por lo que es durante la generación, transmisión y distribución donde se debe vigilar que se cumplan las características del suministro. Entre otras podemos mencionar que el servicio sea ininterrumpido, con la calidad adecuada manteniendo la tensión y la frecuencia dentro de los límites prefijados o nominales.

Lo cual se logra si los sistemas están correctamente proyectados con márgenes de seguridad económicamente razonables.

Con la implantación de los equipos de medición, control y protección que son indispensables para el óptimo funcionamiento del sistema eléctrico, convergen hoy en día las más complejas y cambiantes disciplinas, no solo debido a la evolución experimentada en los sistemas eléctricos, sino también a los adelantos tecnológicos introducidos en los equipos.

Tan rápida ha sido la evolución en este aspecto, que no resulta posible establecer normas rígidas y patrones invariables, hasta el punto en que los nuevos medios disponibles son más bien fruto de la experiencia adquirida en el análisis continuo del comportamiento de los elementos que componen los sistemas eléctricos que de descubrimientos espectaculares. Así, por ejemplo, se tiene que la aplicación de la electrónica en el campo de los sistemas eléctricos de potencia ha permitido desarrollar una nueva gama de tipos de protección mejorando sus características de funcionamiento, tanto en precisión como en rapidez, fiabilidad y duración.

Un aspecto importante es la construcción modular de los equipos, lo que ha permitido reducir el volumen de los mismos y simplificar el diseño, al existir módulos de funcionamiento específicos que se pueden utilizar para diversos tipos de protecciones.

La aparición en el mercado de los primeros microprocesadores impulsó el diseño y fabricación de sistemas de protecciones basados en microprocesadores. La aplicación de estos es ya un hecho pues, existen en funcionamiento todo tipo de relés, sistemas de automatización, control y medición en los que la característica fundamental del proceso evolutivo es la convergencia de tendencias técnicas diversas y dispares, en donde los elementos son los ordenadores y los sistemas procesadores de conocimientos de elevadísimo nivel de complejidad.

El éxito de la tarea de hacer realidad un sistema de tal categoría depende de la consecución de logros convergentes en múltiples disciplinas tecnológicas.

Con la aplicación de la electrónica (microprocesadores), para el mejoramiento de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, se introducen una serie de requerimientos tanto lógicos como físicos que deben ser tomados en cuenta.

Dentro de los requerimientos lógicos se incluyen los modelos de flujo de información, jerarquización de archivos y datos, así como las curvas de las variables requeridas.

En el aspecto físico, deben señalarse límites de tiempo para la ejecución de la construcción lógica de los sistemas. Se deben tomar en consideración tanto la fiabilidad del software como la del hardware.

Los problemas de fiabilidad del software son generalmente por un mal diseño o una mala implementación. En cuanto al hardware se refiere a las fallas por desgaste físico del equipo tal como temperatura inadecuada, golpeo del equipo, corrosión etc.

El grado de seguridad para obtener la información es muy importante, ya que esto nos puede ocasionar problemas durante la implantación del sistema (por ocultamiento de información o falta de ella).

Debe además fijarse un alto grado de compatibilidad entre el software (por ejemplo las características del sistema operativo) y el hardware, como son los procesadores y dispositivos periféricos.

En el aspecto del diseño de microcircuitos no está haciendo uso de microcircuitos auxiliares con arquitecturas microprogramables que permiten que varios microprocesadores aprovechen los paquetes de aplicación para las tareas concretas, interfaces y procesos de alta velocidad en aplicaciones de alto nivel.

Respecto al hardware, se está trabajando en la miniaturización de los periféricos, en el desarrollo de nuevos transductores, en elementos de baja disipación de potencia y en tecnología para la inmunidad a las perturbaciones (ruido subtrunciones, etc.).

No obstante todo lo anterior, quedan por resolver todavía algunos problemas: así en el caso de las protecciones deben de ser desarrollados nuevos esquemas de protección que satisfagan plenamente los requerimientos de los sistemas eléctricos. Más aun en un planteamiento a futuro de las protecciones se debe atender fundamentalmente la detección y diagnóstico previo de las posibles averías, además de continuar ejerciendo la acción última de detectar y eliminar las fallas que no sean identificables antes de que se produzcan.

La posibilidad de identificar a priori las averías abre un nuevo campo de acción hasta ahora inexplorado y de amplias consecuencias.

Si además se añade la posibilidad de alterar mediante automatismos la configuración de la red, todo ello bajo la óptica de la optimización, es fácil comprender que la técnica de la protección actual quedará totalmente superada y sometida a planteamientos de dimensiones mucho más amplias que las actuales.

BIBLIOGRAFIA.

- DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS.
JOSE RAULL MARTIN.

- ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DE DISTRIBUCION.
GAUDENCIO ZOPPETTI J.

- LINEAS E INSTALACIONES ELECTRICAS.
CARLOS LUCA M.

- PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA E INTERRUPTORES.
B. RAVINDRANATH.

- REDES ELECTRICAS.
VIQUEIRA LANHA.

- REDES ELECTRICAS DE BAJA Y ALTA TENCION.
GAUDENCIO ZOPPETTI J.

- MANUAL PRACTICO DE ELECTRICIDAD PARA INGENIEROS.
DONAL O FINK, H. WAYNE BEATY Y JHON MCARROLL.

- CONTROL CIBERNETICA Y AUTOMATIZACION.
REVISTAS (05, 07).