



bi-12093
60w
MP8-1522



CINVESTAV-IPN
Biblioteca de Ingeniería Eléctrica



FB0000097 16

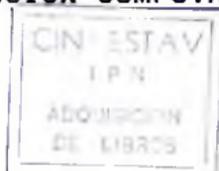
CM

CENTRO DE INVESTIGACION Y DE
ESTUDIOS AVANZADOS DEL
I. P. N.
BIBLIOTECA
INGENIERIA ELECTRICA

Rojo

**CENTRO DE INVESTIGACION Y DE ESTUDIOS AVANZADOS
DEL INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA
SECCION COMPUTACION**



Tema de tesis:

**SISTEMA DE PROTECCION ELECTRICA EN BASE A
MICROPROCESADORES EN CENTRALES TERMoeLECTRICAS**

Alumno:

ING. VICTOR GONZALEZ ROSALES

Asesores:

DR. JAN JANECEK

M. en C. JORGE BUENABAD CHAVEZ

MARZO DE 1991

**CENTRO DE INVESTIGACION Y DE
ESTUDIOS AVANZADOS DEL
I. P. N.
BIBLIOTECA
INGENIERIA ELECTRICA**

XM

CLASSE:	916
ADRES:	B/- 12063
FECHA:	21-1-91
PROFES:	DOR
5	

AGRADECIMIENTOS.

Con cariño y agradecimiento a
mi madre, Petra Rosales a quien
dedico éste logro.

A mis hermanos, quienes forman
una parte importante de mi.

A mis amigos, que me impulsaron
y apoyaron a culminar éste reto

CENTRO DE INVESTIGACION Y DE
ESTUDIOS AVANZADOS DEL
I. P. N.
BIBLIOTECA
INGENIERIA ELECTRICA

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
y al Instituto de Investigaciones Eléctricas
por el apoyo brindado en mi formación profesional
y en la realización de éste proyecto.

A los investigadores del Departamento
Eléctrico que de alguna manera hicieron
posible la elaboración de éste proyecto.

Un agradecimiento especial al M. en C.
Domitilo Libreros por el apoyo brindado
en esta tesis y por los consejos que de
él obtuve.

Y a ti, que lo importante es estar
dispuesto en cualquier momento a dejar
de ser lo que se es, para ser algo mejor.

CENTRO DE INVESTIGACION Y DE
ESTUDIOS AVANZADOS DEL
I. P. N.
BIBLIOTECA
INGENIERIA ELECTRICA

INDICE

SISTEMA DE PROTECCION ELECTRICA EN BASE A MICROPROCESADORES EN CENTRALES TERMoeLECTRICAS

INTRODUCCION.

CAPITULO 1. IDENTIFICACION DEL PROBLEMA.

- 1.1. Configuración básica de una Planta Termoeléctrica.
- 1.2. Función de las protecciones.
- 1.3. Tipos de elementos de protección.

CAPITULO 2. CONFIGURACION DEL SISTEMA.

- 2.1. Consideraciones al configurar un sistema de protección por computadora.
- 2.2. Tipos de protección por computadora.
- 2.3. Características de la configuración propuesta.

CAPITULO 3. IMPLEMENTACION DE LAS PROTECCIONES PROPUESTAS.

- 3.1. Organización General.
 - 3.1.1. Hardware.
 - 3.1.2. Software.
- 3.2. Algoritmos de protección.
 - 3.2.1. Algoritmos de protección al generador.
 - 3.2.2. Algoritmos de protección de transformadores.
- 3.3. Programas de ayuda al operador.

CONCLUSIONES.

APENDICES.

- A. Glosario de terminos.
- B. Protecciones que activan los relevadores.

BIBLIOGRAFIA.

INTRODUCCION.

INTRODUCCION.

En los primeros desarrollos de sistemas de energía, las funciones de protección se realizaban por relevadores electromagnéticos que muchos sistemas de energía aún utilizan.

Actualmente, las nuevas generaciones de mini y microcomputadoras ofrecen la alternativa de implementar relevadores por computadora.

Sin embargo, el uso de la computadora para proteger equipos de sistemas de potencia, es relativamente reciente. Por ejemplo, Last y Stalewski sugirieron en 1966, que la computadora digital podía ser usada en línea para protección de sistemas de potencia, y desde entonces varios autores han desarrollado técnicas digitales para protección de líneas, transformadores y generadores.

Se han hecho contribuciones significativas en el area de protección de líneas; sin embargo, la protección de transformadores y generadores usando una computadora ha tenido poca atención.

Esta tesis presenta la aplicación del microprocesador en la protección eléctrica de los sistemas del Generador y de los Transformadores Principal y Auxiliar de una Central Termoeléctrica.

En el primer capítulo se expone la función de las protecciones en los equipos mencionados así como una descripción de los elementos de protección. En el segundo capítulo se analizan diferentes configuraciones de protección por computadora y se dan las características de la configuración que se propone. Finalmente, en el tercer capítulo se da la filosofía del programa de coordinación de protecciones empleado, así como los algoritmos propuestos para cada relevador.

Dos anexos: uno contiene las definiciones de los términos técnicos empleados, y el otro, las protecciones que se activan una vez que se ha disparado un relevador de protección.

CAPITULO 1.

IDENTIFICACION DEL PROBLEMA.

IDENTIFICACION DEL PROBLEMA.

1.1. CONFIGURACION BASICA DE UNA PLANTA TERMOELECTRICA.

Una planta termoeléctrica fósil es una instalación que tiene por objeto transformar la energía del vapor en electricidad. Esta transformación requiere de varios pasos, descritos más adelante, y de los elementos siguientes:

- Generador de Vapor o Caldera.
- Turbina de Vapor.
- Generador de Corriente Alterna.
- Transformadores Elevadores.
- Sistema de Precaentado de Agua de Alimentación.

y su correspondiente equipo auxiliar, sin el cual no sería posible su funcionamiento.

Una planta termoeléctrica fósil genera energía eléctrica a partir de la energía contenida en combustibles fósiles como el carbón, gas o petróleo. Dicha energía es liberada en forma de calor al combinar, en el quemador de una caldera, el combustible fósil con aire.

La caldera es alimentada con agua tratada químicamente (fluido de trabajo), que al calentarse sube a un depósito llamado "domo de vapor", donde se separa el agua del vapor. Al vapor así generado se le denomina "vapor saturado".

Posteriormente, este vapor es sobrecalentado con el fin de que alcance las condiciones apropiadas para ser llevado a la turbina, en donde realizará "trabajo" al expandirse y chocar contra los álabes, imprimiendo a la flecha de la turbina un movimiento mecánico giratorio que se transmite a un generador eléctrico. La energía mecánica se ha transformado en energía eléctrica. Ahora ésta se conducirá por cables a transformadores encargados de elevar su voltaje para transportarla, a través de grandes distancias, hasta centros de consumo en donde su voltaje es disminuido a valores adecuados para su empleo en industrias o casas habitación (ver figura 1.1.).

Asimismo, una vez que el vapor ha hecho trabajo en la turbina y perdido presión, se hace pasar a un equipo llamado Condensador, donde pasa a su fase líquida para, seguidamente, almacenarlo en un depósito conocido como Pozo Caliente. Durante su fase líquida el vapor se denomina "condensado".

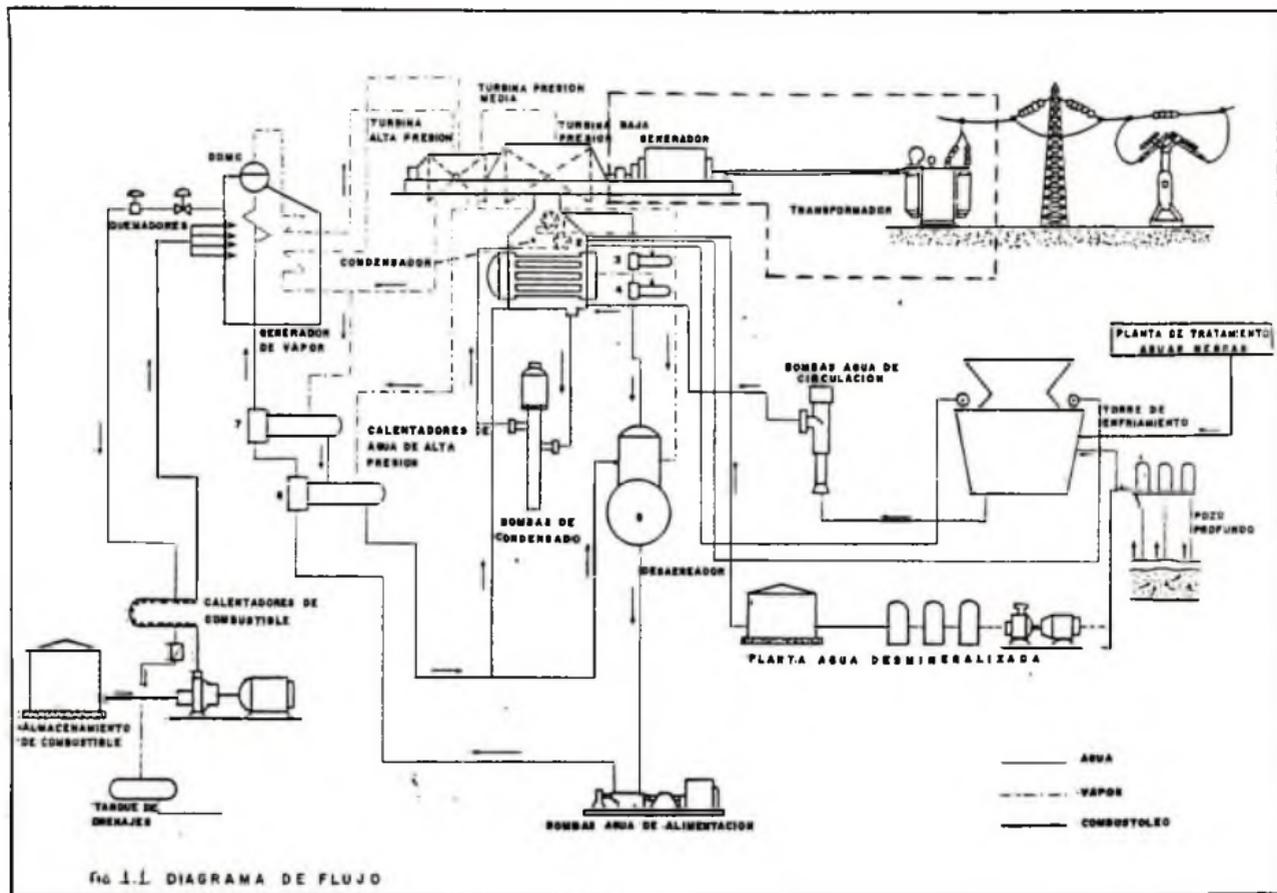


Fig 1.1. DIAGRAMA DE FLUJO

Desde el pozo caliente el condensado se hace pasar a través de una serie de calentadores, los que le agregan calor por medio de vapor extraído de la turbina. Aquí se presenta un problema, y es que el condensado arrastra oxígeno y gases no condensables que provocan la corrosión de varios equipos.

Haciendo pasar el condensado por el tanque desaerador estos gases se eliminan: se extraen y ventean a la atmósfera, quedando nuevamente purificado el condensado que ahora se almacena en la parte inferior del tanque desaerador. A partir de aquí el antes condensado se llama "agua de alimentación", la cual es bombeada nuevamente a la caldera pasando por una segunda etapa de calentamiento. Con esto se completa el ciclo cerrado de trabajo agua-vapor, iniciándose de nuevo el proceso.

En este proyecto, se tomo como referencia a la Unidad N°. 1 de la Central Termoeléctrica de Tula Hidalgo, cuya localización, aportación al Sistema Eléctrico Nacional, así como las características principales de su equipo se describen a continuación:

LOCALIZACION. La Central Termoeléctrica Fósil (CTF), "Francisco Pérez Ríos" se localiza a 96 Km. al noroeste de la Ciudad de México y a 8 Km. al sur de la Ciudad de Tula, Hidalgo. Este sitio colinda con la Refinería "Miguel Hidalgo" de Petróleos Mexicanos, de la que se surte el combustóleo y gas natural para su generación.

SISTEMA ELECTRICO NACIONAL. Esta CTF es una de las principales fuentes de generación de energía eléctrica del país, es la primera en la Nación en cuanto a generación termoeléctrica. Dicha Central cuenta con 5 Plantas generadoras de 300 MW. cada una, haciendo un total de 1500 MW de capacidad instalada y efectiva, aportando al Sistema Eléctrico un promedio de 10,500 millones de KMW anuales, suficientes para abastecer de energía eléctrica a una población de 11.5 millones de habitantes aproximadamente. Sus generadores de vapor, del tipo de hogar presurizado, pueden usar indistintamente combustóleo o gas natural. El agua para el circuito de enfriamiento se obtiene de una planta de tratamiento de aguas negras proveniente de la Ciudad de México y de 15 pozos. El circuito de enfriamiento es cerrado con sistema de Torre de Enfriamiento tipo húmedo. Las turbinas son del tipo de reacción.

GENERADOR:

Capacidad 300 MVA (nominales).
Factor de Potencia 0.9.
3600 R.P.M.
3 Fases, 60 Hz.
Enfriado por Hidrógeno.

TRANSFORMADOR PRINCIPAL:

Potencia 107 MVA, 1 Fase, 60 Hz.
Voltaje 20 - 230 KV.
Enfriado por Aceite (FOA).
Conexión Delta-Estrella.

TRANSFORMADOR AUXILIAR:

Potencia 21 MVA, 3 Fases, 60 Hz.
Voltaje 20 - 4.36 / 2.52 KV.
Enfriado por Aceite y Aire (OA-FA).
Conexión Delta-Estrella.

1.2. FUNCION DE LAS PROTECCIONES.

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando un elemento sufre un cortocircuito o cuando éste empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interferir con el funcionamiento eficaz del resto del sistema. El equipo de protección esta ayudado por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección se lo manda.

Los interruptores están localizados de tal manera que cada generador, transformador, línea de transmisión, etc., puedan desconectarse por completo del resto del sistema. Estos interruptores deben tener la capacidad suficiente para poder conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito e interrumpir esta corriente.

Aunque la función principal de la protección por relevadores es reducir los efectos de los cortocircuitos, surgen otras condiciones anormales de funcionamiento que también necesitan esta protección.

Una función secundaria de la protección por relevadores es indicar el sitio y el tipo de la falla. Dichos datos no sólo ayudan en la reparación oportuna sino que también, por comparación con otros equipos, proporcionan los medios para el análisis de la eficacia de la prevención de la falla.

En este trabajo se considera al generador eléctrico así como a los transformadores principal y auxiliar, los cuales podemos observar encerrados con línea punteada en la figura 1.1.

Protección del Generador.

A continuación se listan las características de la protección del generador:

1. Una falla en el Generador invariablemente es de carácter permanente, su reparación requiere tiempo y es costosa. En consecuencia se justifica emplear una protección lo más sensible y completa posible.
2. El margen de sobrecarga, o tolerancia para operar fuera de sus límites nominales, es menor en generadores que en otros equipos eléctricos. Esta propiedad exige una protección adicional, de respaldo, que impida su operación prolongada bajo condiciones anormales debidas a causas externas.

3. La gran importancia de los generadores dentro del sistema eléctrico exige que la protección de respaldo sea seleccionada y ajustada con mucho cuidado para evitar disparos innecesarios.

En la figura 1.2. se muestra un diagrama que condensa en forma global, todas las protecciones del generador. También se muestran los efectos a que dan lugar dichas fallas y las causas que las provocan, dando como consecuencia finalmente una inestabilidad del sistema.

Protección de Transformadores.

En contraste con los generadores, en los que pueden surgir muchas circunstancias anormales, los transformadores sólo pueden sufrir cortocircuito, circuitos abiertos y sobrecalentamiento en los arrollamientos. Los transformadores que se utilizan en la unidad "Francisco Pérez Ríos" son de potencia, están totalmente cerrados y sumergidos en aceite, presentan fallas en raras ocasiones, pero las consecuencias de una falla, por esporádica que sea, puede ser grave si el transformador no se desconecta rápidamente del sistema. De ahí la importancia de contar con esquemas de protección rápidos y seguros.



1.3. TIPOS DE ELEMENTOS DE PROTECCIONES

Todos los relevadores de protección funcionan en base a la corriente y/o tensión proporcionada a éstos por los transformadores de corriente y tensión conectados, en diversas combinaciones, al elemento del sistema que van a proteger. Por cambios individuales o relativos en estas dos magnitudes las fallas señalan su presencia, tipo y localización, a los relevadores de protección. Para cada tipo y localización de falla, hay alguna diferencia característica en estas magnitudes (corriente y/o voltaje), así como varios tipos de equipo de protección por relevadores, cada uno de los cuales está diseñado para reconocer una diferencia particular y funcionar en respuesta a ésta.

Las diferencias en corriente y/o voltaje son posibles en uno o más de los siguientes atributos:

- a). Magnitud.
- b). Frecuencia.
- c). Angulo de fase.
- d). Duración.
- e). Razón de cambio.

Principios de funcionamiento de los relevadores.

Los relevadores pueden funcionar fundamentalmente de dos maneras diferentes: (1) atracción electromagnética, y (2) inducción electromagnética. Los relevadores del tipo (1) funcionan en virtud de un émbolo que es atraído dentro de un solenoide, o una armadura que es atraída por los polos de un electroimán. Dichos relevadores pueden ser accionados por magnitudes de corriente directa (CD) o corriente alterna (CA). Los relevadores del tipo (2) utilizan el principio del motor de inducción por medio del cual el par se desarrolla por inducción en un rotor. Este principio de funcionamiento se aplica sólo a relevadores accionados por corriente alterna. El movimiento mecánico del mecanismo de accionamiento es impartido a una estructura de contacto para cerrar y abrir contactos.

Indicadores de funcionamiento.

En general, un relevador de protección está provisto con un indicador que muestra cuándo ha funcionado el relevador para disparar un interruptor. Dichos indicadores de funcionamiento son elementos coloreados de un modo característico y accionados ya sea mecánicamente, por el movimiento del mecanismo de accionamiento del relevador, o eléctricamente por el flujo de la corriente de contacto. T a l e s indicadores salen a la vista cuando el relevador ha funcionado, quedando dispuestos para reponerse manualmente, después de que se ha notado su indicación, listos para el siguiente funcionamiento.

Ajustes de puesta en trabajo o de reposición.

El ajuste de puesta en trabajo o de reposición está previsto eléctricamente por bobinas, con tomas de corriente; por transformadores de potencial auxiliares, con tomas o resistencias; o mecánicamente, con resorte de tensión ajustable o por variación del entrehierro inicial del elemento de maniobra con respecto a su solenoide o electroimán.

Acción retardada y sus definiciones.

Algunos relevadores tienen acción de retardo ajustable, y otros son instantáneos o de alta velocidad. El término instantáneo significa que no tiene acción de retardo intencional y se aplica a relevadores que funcionan en un tiempo mínimo aproximado de 0.1 seg. El término "alta velocidad" indica funcionamiento en menos de 0.1 seg aproximadamente y, por lo general, en 0.05 seg o menos. El tiempo de funcionamiento para relevadores de alta velocidad está expresado en ciclos y se basa en la frecuencia del sistema de potencia. Por ejemplo, un ciclo sería 1/60 seg en un sistema de 60 hertz.

La acción de retardo en relevadores del tipo de inducción, se obtiene por un imán de arrastre dispuesto de tal manera que el rotor del relevador corta el flujo entre los polos del mismo imán. Esto produce un efecto retardante en el movimiento del rotor en cualquier dirección. En otros relevadores, se han utilizado diversos dispositivos mecánicos que incluyen émbolos amortiguadores, fuelles y mecanismos de escape.

La terminología para expresar la forma de la curva del tiempo de funcionamiento contra la magnitud de influencia son: tiempo definido y tiempo inverso. Una curva de tiempo inverso es aquella en la cual el tiempo de funcionamiento viene a ser menor a medida que el valor de la magnitud de influencia se incrementa. Cuando más pronunciado es la magnitud de influencia, más inversa se dice que es la curva. Una curva de tiempo definido es estrictamente aquella en la cual el tiempo de funcionamiento no es afectado por el valor de la magnitud de influencia.

A continuación se explican brevemente el funcionamiento de unos relevadores de protección típicos.

Relevadores Diferenciales.

Los relevadores diferenciales toman una variedad de formas que dependen del equipo que éstos protegen. Un relevador diferencial se define como " uno que funciona cuando el vector diferencia de dos o más magnitudes eléctricas similares excede una cantidad predeterminada".

La mayoría de las aplicaciones del relevador diferencial son del tipo diferencial de corriente. El ejemplo más simple de un arreglo semejante se muestra en la figura 1.3. La parte punteada del circuito representa el elemento de sistema que está protegido por el relevador diferencial.

Este elemento de sistema puede ser una longitud de circuito, un arrollamiento de un generador, una parte de las barras colectoras, etc. En cada conexión al elemento de sistema se muestra un transformador de corriente (TC). Los secundarios de los TC se interconectan uno a otro; mientras que la bobina de un relevador de sobrecorriente se conecta a través del circuito secundario de los TC.

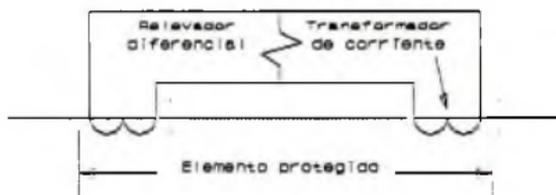


Fig. 1.3. Protección del relevador diferencial.

La corriente en el relevador diferencial será proporcional al vector diferencia entre las corrientes que entran y salen del circuito protegido. Si la corriente diferencial excede el valor de puesta en trabajo del relevador, éste funcionará.

Relevadores de Distancia.

En los relevadores anteriores, con los que se equilibra una corriente contra otra corriente, su característica de funcionamiento puede expresarse como una relación entre dos corrientes.

En los relevadores de distancia, hay un equilibrio entre tensión y corriente que puede expresarse en función de la impedancia. La impedancia, es la medida eléctrica de la distancia a lo largo de una línea de transmisión, lo que explica el nombre aplicado a estos relevadores.

En un relevador de impedancia el par producido por un elemento de corriente está equilibrado con el par de un elemento de tensión. El elemento de corriente produce un par positivo (puesta en trabajo), mientras que el elemento de tensión produce un par negativo (reposición). En otras palabras, un relevador de impedancia es un relevador de sobrecorriente de tensión de retención. Si decimos que el efecto del resorte de control es K_3 , la ecuación del par es:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_3$$

donde I y V son magnitudes eficaces de la corriente y de la tensión, respectivamente. En el punto de equilibrio, cuando el relevador está en el límite del funcionamiento, el par neto es cero, y

$$K_2 V^2 = K_1 I^2 - K_3$$

si despreciamos el efecto del resorte de control, de manera que su efecto sólo es notorio a magnitudes de corriente razonablemente bajas de aquellas encontradas ordinariamente, entonces K_3 es igual a cero, y al dividir entre el par de corriente la ecuación se transforma en:

$$Z = \frac{V}{I} = \sqrt{\frac{K_1}{K_2}} = \text{constante}$$

En otras palabras, un relevador de impedancia está en el límite de funcionar a un valor constante dada la relación de V a I que puede expresarse como una impedancia.

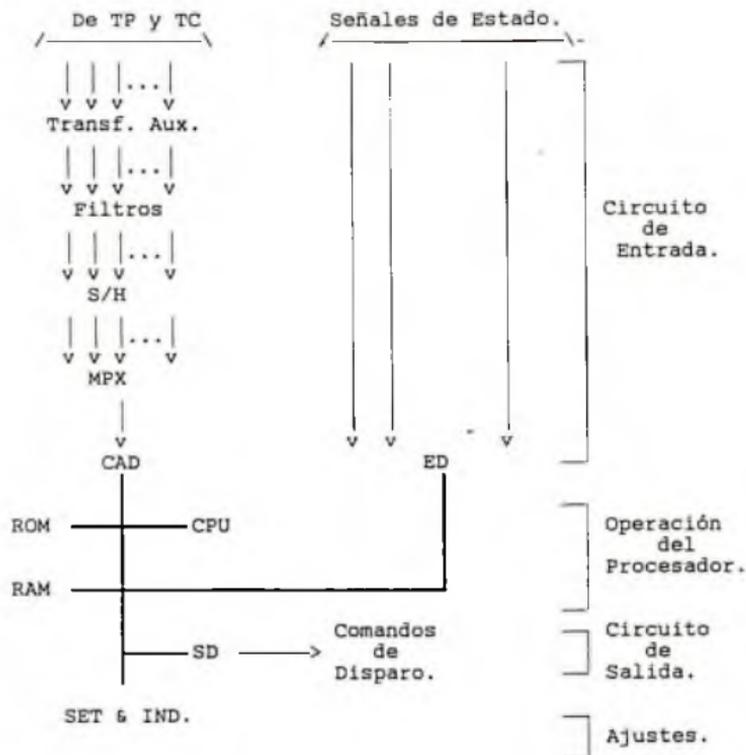
Protección por computadora.

A continuación se describen los elementos que intervienen en la configuración de un relevador por computadora, el cual se compone de las siguientes cuatro partes (ver figura 1.4.):

- (1). Circuito de entrada. Esta parte obtiene información en la forma de valores analógicos de corriente o voltaje a través de los transformadores de potencial (TP) y transformadores de corriente (TC) y los convierte en valores digitales.
- (2). Operaciones del procesador. Las funciones de éste son leer datos de corriente y voltaje digital y señales de estado de aparatos externos, para ejecutar rápidamente las operaciones necesarias para simular las características del relevador, y escribir los resultados.

- (3). Ajustes. Esta parte es una interface hombre-máquina para cambiar la zona de protección.

- (4). Circuito de salida. La función de esta parte es transferir los comandos de disparo a los circuitos de disparo.



Notación:

- CAD. Convertidor Analógico-Digital.
- ED. Entrada Digital.
- MPX. Multiplexor analógico.
- SD. Salida Digital.
- SET & IND. Ajustes e Indicación.
- TC. Transformador de Corriente.
- TP. Transformador de Potencial.

Fig.1.4. Configuración Básica de Relevadores por Computadora.

CAPITULO 2.

CONFIGURACION DEL SISTEMA.

CONFIGURACION DEL SISTEMA.

En esta parte se analizan cada uno de los elementos que intervienen en la configuración básica de un relevador por computadora y las diferentes configuraciones, en base a microprocesadores, que pueden ser aplicadas a las protecciones de una central termoelectrónica. Esto permitirá contar con elementos de decisión para, posteriormente, proponer un modelo para la realización del prototipo.

2.1. CONSIDERACIONES AL CONFIGURAR UN SISTEMA DE PROTECCION ELECTRICA POR COMPUTADORA.

El sistema de potencia que estamos protegiendo es obviamente de naturaleza analógica. Los relevadores por computadora difieren de los relevadores analógicos en que están diseñados para detectar fallas, en el sistema de potencia por computación, después de muestrear las formas de onda de entrada y convertirlas a datos digitales.

Muchas consideraciones técnicas deben tomarse en cuenta al convertir una señal analógica a digital para alimentar un relevador por computadora. Algunas de estas consideraciones son los requerimientos de exactitud, resolución, linealidad y estabilidad en la calibración. Factores tales como errores generados por cambios de temperatura, tiempo de conversión, y estabilidad en el suministro de alimentación deben analizarse cuidadosamente.

El primer paso es obtener una información confiable de los equipos que se protegen, lo cual se logra a través del uso de transformadores de corriente o voltaje.

Los transformadores de corriente y voltaje tienen niveles normalizados en sus secundarios, estos son 5 amps. y 120 volts respectivamente. Estos son los rangos de entrada para la mayoría de los relevadores de protección comerciales, pero no son niveles típicos para los circuitos encontrados en computadoras. Por lo que es necesario, en la mayoría de los casos, que las amplitudes de voltaje y/o corrientes sean atenuadas, con transformadores auxiliares, a valores normalizados para equipo electrónico, los cuales tienen niveles de 4 a 20 miliamps y 1 a 5 volts.

Por otra parte, en base a los requerimientos de datos de un relevador digital particular, es necesario algunas veces hacer un filtrado analógico del dato recibido de los transformadores de corriente o voltaje. El propósito de este filtrado analógico es permitir la transferencia de ciertas frecuencias en las señales de entrada y atenuar a otras frecuencias. Por ejemplo, un relevador digital usado para detectar condiciones de sobrecorriente de la forma de onda de 60 Hz., podría requerir señales de corriente que filtren la frecuencia fundamental y además que la presenten al relevador.

Por su parte, el multiplexor es un dispositivo que selecciona una señal de uno de sus canales de entrada y lo transfiere a canales de salida. A los canales de entrada del multiplexor se pueden aplicar señales singled-ended (referidas al sistema de tierra) o uno de sus diferenciales (dos terminales requeridas).

En lo que respecta a la conversión de magnitudes eléctricas analógicas a sus correspondientes representaciones digitales, existen muchas técnicas, y una de las características principales que debe tener el Convertidor Analógico Digital (CAD) es, su longitud de palabra expresada en bits, la cual afecta la habilidad del CAD para representar la señal analógica en una representación digital detallada. Para nuestro fin, usaremos el CAD que emplea el método de aproximaciones sucesivas.

Por último, para determinar que tan frecuente deben ocurrir los pulsos de muestreo, esto es, determinar la "relación de muestreo" para un sistema dado, se deben examinar las características de la señal analógica. Obviamente, la relación de muestreo debe ser más rápida que cualquier cambio significativo en la señal analógica con el objeto de retener toda la información útil.

El Teorema de Muestreo de Nyquist define una relación de muestreo mínima permisible a ser usada, este teorema expresa: "Si una señal continua limitada en ancho de banda no contiene componentes de frecuencia más grandes que la frecuencia fundamental (f_c), entonces la señal original puede ser completamente recuperada sin distorsión si esta es muestreada en una relación de por lo menos 2 f_c muestras por segundo".

2.2. TIPOS DE PROTECCION POR COMPUTADORA.

Ya conocidos los componentes de los relevadores por computadora, se analizarán las diferentes configuraciones en base a microprocesadores que se pueden aplicar para las protecciones.

Las diferentes configuraciones son:

- Sistema de Protección Centralizado.
- Sistema de Protección Individual.
- Sistema de Protección con Respaldo.

2.2.1. SISTEMA DE PROTECCION CENTRALIZADO.

Este sistema se encuentra ubicado en el cuarto de control, a cierta distancia del elemento a proteger. Es claro observar que por encontrarse en dicho lugar cuenta con medios de comunicación, hacia el operador, más versátiles, así como impresoras e inclusive computadoras personales, las cuales permiten tener una representación visual del tipo de falla que esta ocurriendo. La figura 2.1. muestra esta configuración.

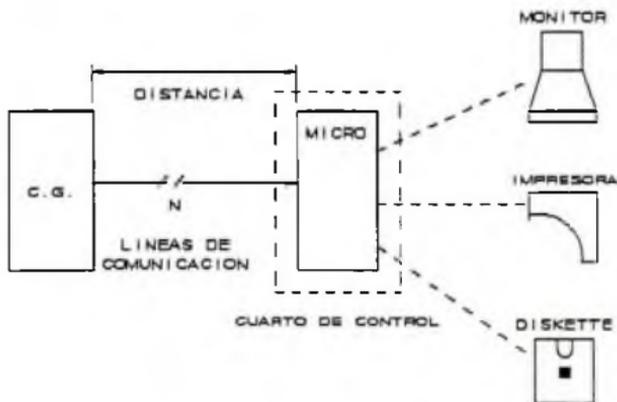


FIG. 2.1. SISTEMA DE PROTECCION CENTRALIZADA.

Si la distancia que hay entre el sistema de protección y el cuarto de control es considerable (aprox. 150 m. o mayor) se presentan condiciones de atenuación en la señal, siendo necesaria la instalación de etapas de amplificación, creando con esto que se tengan líneas de comunicación de alto costo.

Otro de los fenómenos que se encuentran presentes debido a esta característica es la sensibilidad al ruido.

En caso de falla, el sistema de protección queda parcial o completamente desprotegido según sea el caso. Esto es debido a que se cuenta con un módulo de funcionamiento por cada relevador que exista.

Por eso si el único microprocesador que esta realizando la protección falla, el sistema automáticamente queda desprotegido.

2.2.2. SISTEMA DE PROTECCION INDIVIDUAL.

Este sistema esta compuesto por un número de microprocesadores equivalente al número de protecciones, se encuentra ubicado en una área cercana al elemento de protección, por consiguiente no hay problemas de atenuación en la señal, sus líneas de comunicación son de bajo costo. Presenta la posibilidad de comunicarse con una computadora central, con la finalidad de que el operador cuente con un registro de acciones y fallas presentadas en la central generadora. En la figura 2.2. se muestra esta configuración.

Dos puntos importantes que pueden tomarse en contra de este tipo de sistemas son :

- Costo excesivo.
- Mal aprovechamiento del microprocesador y de todo el hardware que involucra un sistema de este tipo.

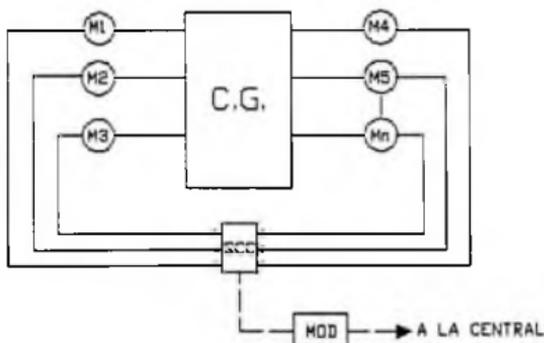


FIG. 2.2. SISTEMA DE PROTECCION INDIVIDUAL.

2.2.3. SISTEMA DE PROTECCION CON RESPALDO.

Este sistema también se encuentra ubicado en una área cercana al elemento de protección, por lo cual no hay problemas de atenuación en la señal. Un aspecto muy importante que presenta esta configuración es seguridad en cuanto a protección y comunicación, dado que ambas micros ven lo mismo.

En caso de falla, el sistema de protección queda completamente protegido, ya que si una micro falla entra la otra o viceversa.

Este tipo de configuración incrementa sus costos por la duplicación de funciones pero se obtiene un alto grado de confiabilidad, lo que no sucede con los sistemas anteriores.

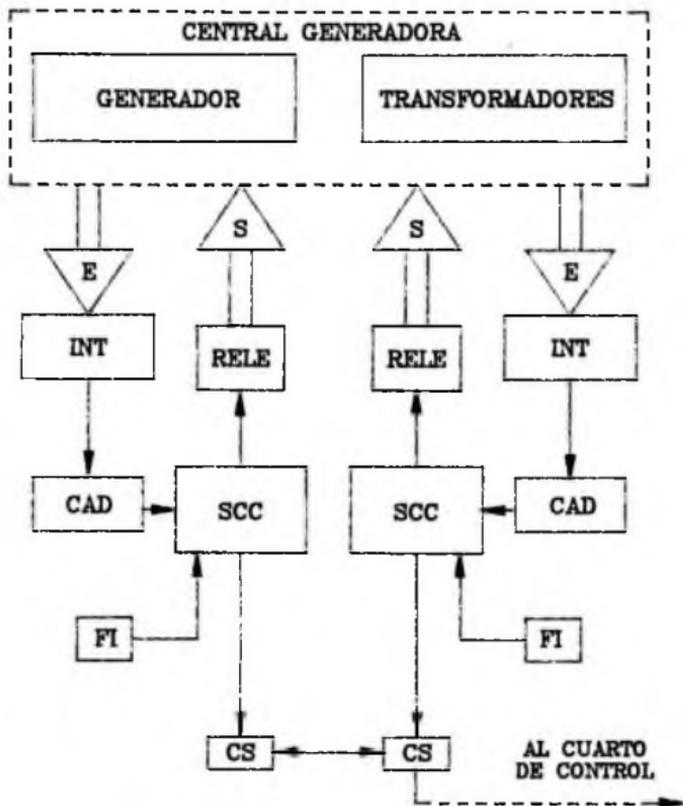
2.3. CARACTERISTICAS DE LA CONFIGURACION PROPUESTA.

Una vez descritas las configuraciones aplicables, la arquitectura que se tomo en consideración fue la de protección con respaldo. Los puntos a considerar en el diseño del sistema de protección que se propone son:

- * Definir la aplicación que se le desea dar al microprocesador.
- * Determinar los requerimientos de las entradas y salidas, tomando en cuenta la cantidad y tipo de señales analógicas y/o digitales a manejar, así como la forma de comunicación que se requiere entre hombre-máquina.
- * Estimar los requerimientos de memoria.
- * Que la información obtenida del proceso sea confiable y no ambigua.
- * Que se proporcione redundancia para el control del equipo crítico del proceso.
- * El equipo del sistema debe cubrir los requerimientos de alta disponibilidad.
- * Que se usen métodos de medición y control versátiles y avanzados.

En la figura 2.3. se muestra la configuración propuesta, y en la figura 2.4. se muestran las características de esta configuración.

FIGURA 2.3.
CONFIGURACION DE PROTECCION EN BASE A MICROPOCESADORES
PARA CENTRALES TERMOELECTRICAS



- INT** : MODULO DE INTERFACES DE VOLTAJE, DE CORRIENTE
 Y DE FRECUENCIA
CAD : MODULO DE CONVERTIDORES ANALOGICO/DIGITAL
SCC : MICROCOMPUTADORA DE UNA TABLILLA
RELE : MODULO DE RELEVADORES
CS : MODULO DE COMUNICACION SERIE
FI : FUENTE ININTERRUMPIBLE
E : ENTRADAS AL SISTEMA DE PROTECCION
S : SALIDAS DEL SISTEMA DE PROTECCION

CARACTERISTICAS DE ESTA CONFIGURACION.

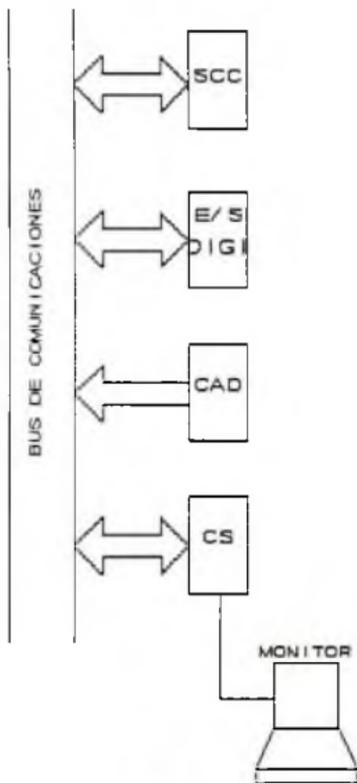


FIG. 2.4.

CPU.	8088
Palabra.	8 bits.
Reloj.	8.0 MHz.
Ciclo del procesador.	125nseg.
Coprocador.	8087
Capacidad de memoria.	128KRAM.
	128KROM.

CONVERTIDOR ANALOGICO/DIGITAL.

Método de aproximaciones sucesivas.
 Tiempo de conversión menor de 40 microseg.
 Resolución de 14 bits.
 Rango de entrada bipolar +/- 5V. y +/- 1V.
 16 canales diferenciales.

CANAL DE COMUNICACION SERIE.

UART: Convierte los niveles TTL a RS232 para comunicar el sistema a cualquier equipo que tenga dicha interfaz.

Esta arquitectura tiene las siguientes características:

La frecuencia del sistema eléctrico es de 60 Hz. con un período de 16.6 miliseg.. Tomando el tiempo de conversión del convertidor analógico/digital de 40 microseg por canal, tenemos que 16 canales se muestrean en 640 microseg., dándonos en un ciclo la capacidad de tomar hasta 25 muestras de todas las señales.

Sin embargo, se deben tomar en cuenta factores como:

- * El tiempo que emplea cada uno de los algoritmos de protección.
- * El tiempo en que el micro toma la información, la procesa y la almacena en memoria.
- * El tiempo empleado en establecer una señal de salida a campo.

Estos factores los veremos más a detalle en el siguiente capítulo.

CAPITULO 3.

IMPLEMENTACION DE LAS PROTECCIONES PROPUESTAS.

IMPLEMENTACION DE LAS PROTECCIONES PROPUESTAS.

3.1. ORGANIZACION GENERAL:

3.1.1. HARDWARE.

CUANTIFICACION DE SEÑALES ANALOGICAS Y DIGITALES DE ENTRADA Y SALIDA UTILIZADAS POR EL SISTEMA.

La importancia que tiene el conocer el número de señales analógicas y digitales, tanto de entrada como de salida, es de gran importancia, ya que en base a esta información se determina el tipo de arquitectura y equipo a utilizar con la capacidad y velocidad de respuesta más apropiada para este tipo de aplicación.

A continuación se muestra una tabla con el número de señales que requiere cada sistema.

<u>PROTECCION.</u>	<u>ENTRADAS ANALOGICAS.</u>	<u>ENTRADAS DIGITALES.</u>	<u>SALIDAS DIGITALES.</u>
<u>GENERADOR.</u>			
1. 87G.	6		10
2. 64G.	1		9
3. 40G.	2		9
4. 64F.	1		1
5. 59G.	1		8
6. 46.	3		10
7. 49G.	1		5
8. 60.	4		6
9. 32G.	6		10
10. 81G.	1		10
<u>TRANSFORMADOR PRINCIPAL.</u>			
1. 87T.	9		13
2. 63.		2	13
3. 49.	1		3
4. 51NT.	1		10
<u>TRANSFORMADOR AUXILIAR.</u>			
1. 87A.	6		10
2. 63.		2	10
3. 49.	1		3
4. 51N.	2		9
5. 50/51.	3		9
TOTAL	49	4	158

De acuerdo al número de señales analógicas de entrada y digitales de salida, el equipo requerido es el siguiente:

Para las entradas analógicas se requieren 3 tarjetas que cuentan con 16 canales cada una. En este punto se puede aún reducir el número de señales de entrada, debido a que varios relevadores emplean las mismas señales de corriente y voltaje, pero esto se analizará en otro momento.

Con respecto a señales digitales de entrada, las tarjetas cuentan con 16 canales, por lo que se requiere de una sola.

En cuanto a las señales digitales de salida, son de 16 canales requiriendo un total de 10 tarjetas.

Se requiere la tarjeta principal que contiene el CPU, al coprocesador, etc. mencionado anteriormente. Asimismo se requiere del gabinete o canasta que soporta a las tarjetas y que cuenta con un trasplano de comunicación. La figura 3.1. nos muestra su disposición física.

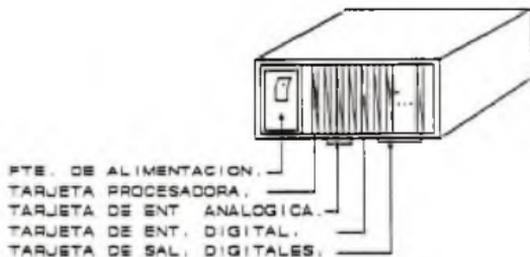


FIG. 3.1. CONFIGURACION DE PROTECCIONES

Los algoritmos de protección están grabados en memoria EPROM y funcionan indefinidamente una vez que se active el sistema.

Con esta propuesta se contempló la necesidad que tenía el operador y el supervisor, de tener a su alcance una herramienta que les permita poder modificar parámetros de ajuste de relevadores, de tener reportes de las protecciones que se activaron, así como el de poder hacer un análisis de falla, el de poder restablecer las protecciones desde el cuarto de control y de tener una indicación visual más agradable al operador.

Estas necesidades se implementaron tomando en cuenta que el operador podría tener una Computadora Personal en el cuarto de control y considerando a éste como equipo complementario del control maestro, que en nuestro caso sería la canasta con las tarjetas ya mencionadas. La implementación de estos requerimientos se explican detalladamente en la sección de Programas de Ayuda al Operador.

3.1.2. SOFTWARE.

Los algoritmos de protección de todos los relevadores se llevaron a cabo en lenguaje ensamblador; su objetivo es la necesidad de utilizar el tiempo disponible después de que ocurra una falla tan eficientemente como sea posible y así optimizar el tiempo de ejecución de los algoritmos de protección. Los programas de relevadores tienden a estar entre el límite de la computación y entrada-salida.

Es posible que en poco tiempo los lenguajes de alto nivel puedan reemplazar mucho de la programación en lenguaje ensamblador en relevadores en base a computadoras.

Los primeros algoritmos se programaron sin tomar en cuenta el coprocesador matemático (8087), dando tiempos de ejecución críticos, debido a que utilizando únicamente el procesador central se perdía tiempo en la realización de operaciones matemáticas. En las siguientes versiones, ya se consideró el coprocesador, obteniendo velocidades de ejecución bastante aceptables para las protecciones eléctricas.

El tiempo que se obtuvo de los algoritmos en conjunto, con el procesador trabajando a 8 Mhz., es de 3.469 miliseg. En estos tiempos se consideraron rutinas de desplegado en pantalla, valores de prueba etc. que una vez optimizados nos dan valores inferiores a los obtenidos, y que se pueden mejorar aún más de acuerdo al programa de coordinación que será empleado.

PROGRAMA DE COORDINACION.

Una vez que se planteadas las principales características de las protecciones eléctricas, donde el principal reto es el tiempo en que deben de actuar las protecciones. Se analizaron varias alternativas del programa que coordinaría todos y cada uno de los algoritmos de protección, estas alternativas son:

- 1.- La primera alternativa que se analizó fue la de elaborar temporizadores por software: en esta alternativa, el procesador central se esclavizaba cuando entraba en un algoritmo que contaba con un temporizador, ya que permanecía ocioso hasta que finalizara con su lapso de tiempo, para después verificar nuevamente la variable y así checar si había vuelto a normalizarse o seguía anormal, para restablecer el temporizador o activar las protecciones respectivamente, y después continuar con el siguiente algoritmo.

El inconveniente es obvio, ya que funcionaba únicamente para un algoritmo, dejando la supervisión de los demás algoritmos.

- 2.- La segunda opción consistió en emplear temporizadores hechos en hardware en lugar de los hechos por software, donde se tenían varios dispositivos 8253, conectados a uno o más controladores de interrupción (8259), donde cada uno de los temporizadores se activaba con el algoritmo en cuestión, desactivándolo si la variable volvía a su estado normal o provocando una interrupción para solicitar la atención del procesador central y activar la protección pertinente.

En esta opción se analizaron varios aspectos técnicos, tales como: los de acoplamiento entre los dispositivos, el protocolo de comunicación entre los diferentes módulos, etc., así como aspectos económicos, los cuales harían de la propuesta de sustitución un inconveniente importante.

- 3.- Otra alternativa que fue analizada fue la de checar algún tipo de bandera que nos indicara si había alguna anomalía en el algoritmo de protección y si no se pasaba al siguiente algoritmo, obteniendo con ello que se tomaran más muestras dentro del ciclo del proceso sin tener que recorrer cada algoritmo en su totalidad. En el caso de una falla, en los algoritmos con temporizador, se establecía una cuenta que se incrementaba y comparaba cada vez que se entraba al algoritmo, esta cuenta era un equivalente del retardo de tiempo, en el que si éste era igual o mayor, y persistía la anomalía, se activaba la protección, en caso contrario, se restablecía la cuenta y se continuaba la supervisión de los algoritmos.

Con esta opción se recorrían más número de veces los algoritmos críticos debido a la velocidad del CAD y que son muy inferiores a los del periodo del proceso.

El inconveniente con esta opción es que funcionaba para una o dos protecciones afectadas, pero en el caso en que se activaran más protecciones, se tenían que recorrer cada uno de los algoritmos afectados lo que implicaba tiempo de procesamiento, y al regresar al primer algoritmo e incrementar la cuenta, ésta ya no era equivalente al retardo de tiempo que se había establecido, ocasionando tiempos mayores en el accionamiento de protecciones.

- 4.- La alternativa que se propone finalmente, es en principio parte de la anterior, en lo que se refiere a la bandera que indica si existe una anomalía en un algoritmo y en ese caso se recorre en su totalidad, si no se pasa al siguiente algoritmo.

En el caso de que un algoritmo requiera la función de un temporizador, se procede ahora a obtener el tiempo del reloj del procesador y se suma a éste el retardo de tiempo que necesita y se continúa checando los demás algoritmos.

Cuando se vuelve a entrar nuevamente a este algoritmo, compara nuevamente la variable anormal pero ya no se inicializa el temporizador sino que se obtiene nuevamente el tiempo del procesador y se compara con el que se le sumó al retardo de tiempo: si éste es mayor o igual se activan las protecciones pertinentes, si no se continúa con los demás algoritmos. En el caso en que la variable regresa a su valor normal, antes de que se cumpla el tiempo, se restablece el temporizador y se continúa.

Con este programa de coordinación se logra que el procesador esté vigilando todos y cada uno de los algoritmos de protección y lo que es importante, es que cumple con los requerimientos de las protecciones instantáneas, checándolas más de una vez, evitando con ello disparos innecesarios.

Configuración del Programa de Coordinación.

En la figura 3.2 se muestran los requerimientos primordiales con que cuenta el programa que ha de coordinar las protecciones eléctricas. Cada paso del programa que componen las rutinas de procesamiento elemental están almacenadas en memoria ROM.

La operación de procesamiento, en cada tiempo de muestreo, es llevada a cabo y ejecutada repetidamente una y otra vez en el curso del tiempo.

En cuanto a los requerimientos más importantes para cada uno de los algoritmos de protección son:

- (1). Exactitud en la detección.
- (2). Detección de falla rápidamente.
- (3). Aplicación a varios tipos de relevadores.
- (4). Simplicidad en la operación de procesamiento.
- (5). Funciones de filtro para reducir la influencia de armónicas.

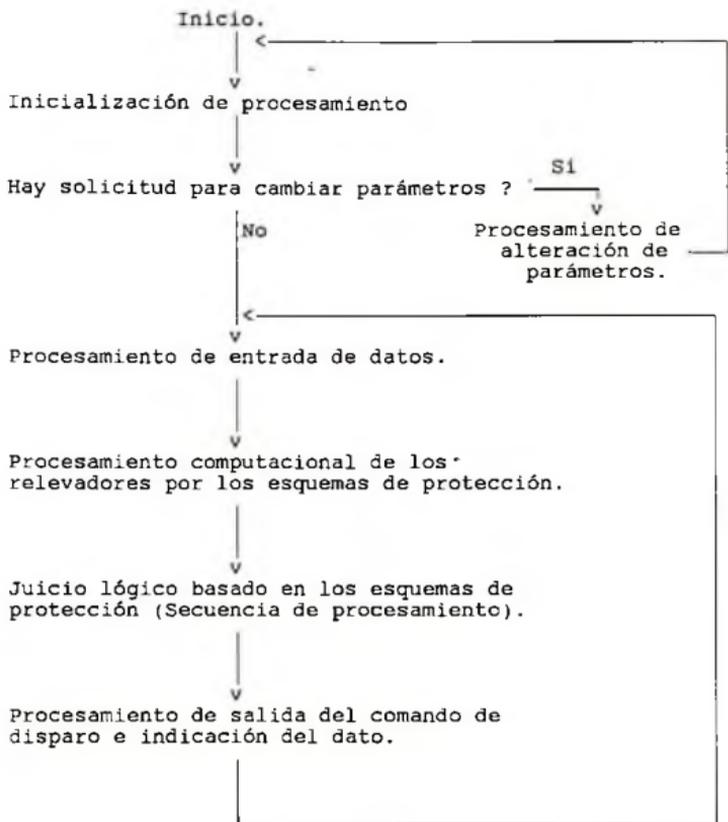


Figura. 3.2. Diagrama de Flujo del Programa de Coordinación

PROGRAMAS DEL SISTEMA DE COORDINACION.

COORDINA.

Este programa contiene el algoritmo propio de coordinación del sistema de protección eléctrica en base a relevadores por computadora, en el cual se tienen una serie de llamados a funciones mediante la directiva "CALL", en donde se realiza la programación de puertos, ajustes de parámetros, algoritmos de los relevadores y las tablas de datos.

En la opción de ajuste de parámetros se lleva a cabo únicamente al dar de alta al sistema, con la característica de no poder efectuar ningún cambio durante la operación del mismo.

Una de las características del programa de coordinación es operar de manera cíclica, para lo cual, el microprocesador recorre cada uno de los algoritmos y en caso de existir una falla o alteración anormal, en cada rutina, se ejecuta una interrupción para avisar al programa supervisorio del estatus de alguna de las partes del sistema, realizándose mediante una rutina de atención.

Dentro del programa se establece un segmento de datos declarado como público, ya que las variables ahí involucradas son precisamente los parámetros de los relevadores. Así también, se tiene una parte en la cual se depositan los datos de conversión analógico-digital provenientes de campo, como son: voltajes y corrientes, al igual que se ubican las banderas de estado de cada uno de los distintos relevadores las cuales indican si existe una falla o alarma.

Estatus de la bandera	00H	estado normal
	FFH	estado de falla

Una vez instalado el sistema, entran en operación los algoritmos representativos para cada protección. La figura 3.3. muestra el diagrama de flujo de este programa.

SEGMENTO.

Este programa contiene un procedimiento llamado VIDEO DATA, que solo es una ayuda visual para pruebas de simulación en la PC, donde se despliega el nombre, estado y el contenido de las variables.

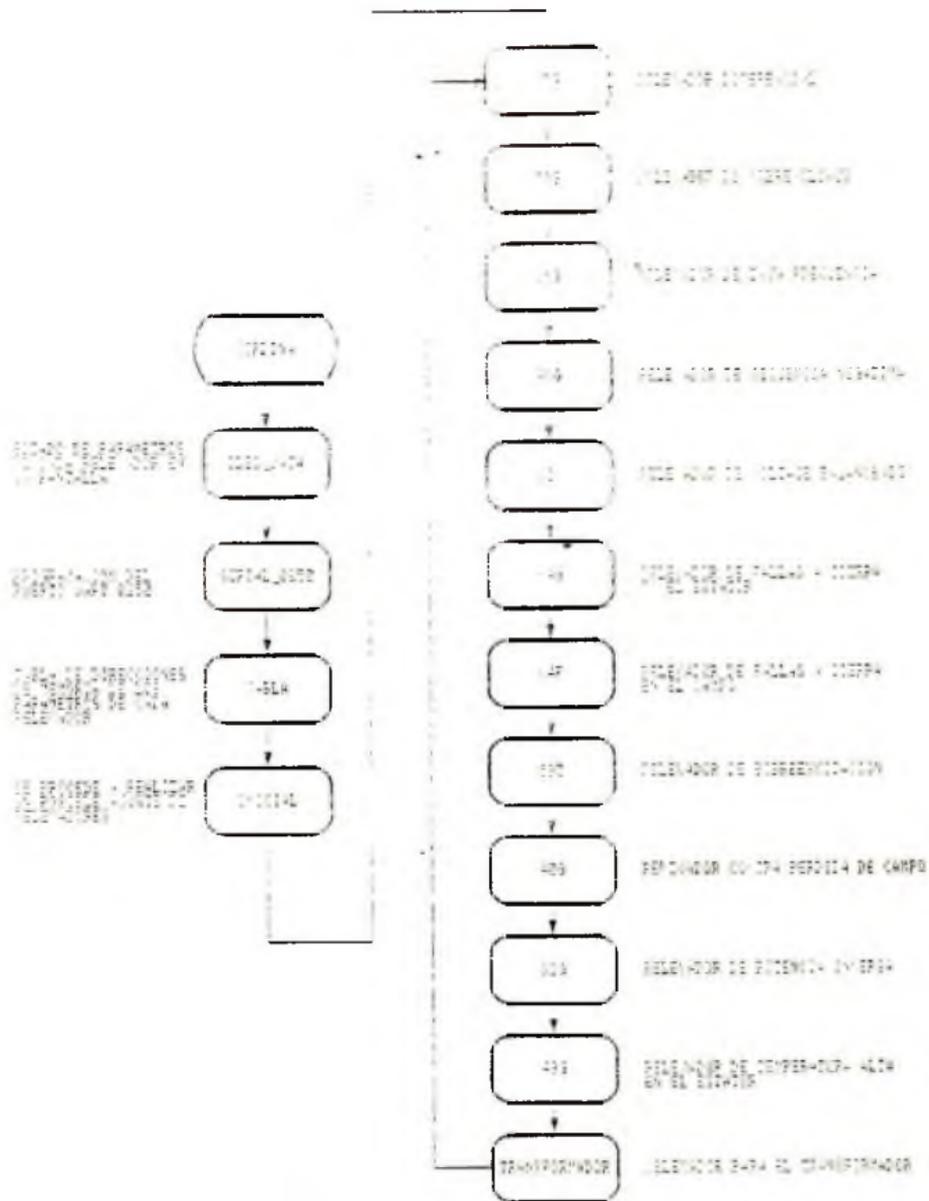


FIG. 2.1. DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA DE COORDINACIÓN.

8250.

Estas rutinas tienen la finalidad de realizar la inicialización del puerto de comunicaciones serie (UART 8250), con las siguientes características :

- * Longitud de palabra de 7 bits
- * Sin paridad
- * 2 bits de paro
- * Baud rate de 9600 b.p.s.
- * Transmisión / recepción mediante interrupciones

Además de colocar el vector de interrupción éste contiene la rutina de atención a la interrupción, mediante el cual se atiende a los procesos en los que se recibe información desde el programa supervisor, para realizar cambios en los ajustes de parámetros o realizar una restitución, al igual que realiza el proceso de transmitir información que señala cual relevador se encuentra en estado de alarma o disparo.

PROCEDIMIENTOS DE 8250.ASM.

* VECTOR 8250.

Este procedimiento coloca la dirección, en la tabla de vectores del controlador de interrupciones, correspondiente al offset de la rutina de atención.

* INT_8250.

Esta rutina realiza dos diferentes procesos: el de transmitir información del estado de un relevador y, recibir información para el cambio de parámetros o restitución.

TABLA.

La función primordial de este programa es el de realizar el cambio de parámetros de un determinado relevador desde la PC o programa supervisor. Esta rutina identifica si se trata de un ajuste o de una restitución y se auxilia del estado de la bandera "restituye", siendo los posibles valores de ésta:

restituye = 0FH restablece una protección

restituye = F0H cambio de parámetros

PROCEDIMIENTOS DE TABLA.ASM.

* INSERTA.

Esta secuencia solo coloca la dirección efectiva que obtiene el procedimiento de Tabla al "buffer" llamado "tabla_offset", mediante los apuntadores indice.

* INICIAL.

Esta secuencia tiene como finalidad el saber si se desean realizar cambios o no desde la PC. Para ello hace una indicación al programa supervisor de que se encuentra en condiciones de realizar un ajuste, mediante el contenido de la bandera "cambia_param", la cual le indica qué decisión debe seguir.

Si el valor de la bandera es una "s", se ejecuta la rutina de "AJUSTA" hasta que se detecta fin de cambio, dando inicio al programa de coordinación. La figura 3.4. muestra el diagrama de flujo.

* AJUSTA.

Se encarga de modificar los parámetros dentro del segmento de datos, lo cual se logra inspeccionando la bandera llamada "restituye", para verificar si se trata de un ajuste de parámetros o de una restitución. El diagrama de flujo se muestra en la figura 3.5.

TIME.

Este programa se encarga de realizar la lectura del reloj del sistema para llevar el conteo en tiempo real, convirtiendo la cuenta alta y baja de estos contadores en uno solo, que equivale al tiempo recorrido hasta el momento. Esta manera de lectura, garantiza que los tiempos asignados sean de manera real.

```
contador = ( TIMER_HIGH * 0FFFFH ) + TIMER_LOW
```

Su diagrama de flujo se muestra en la figura 3.6.

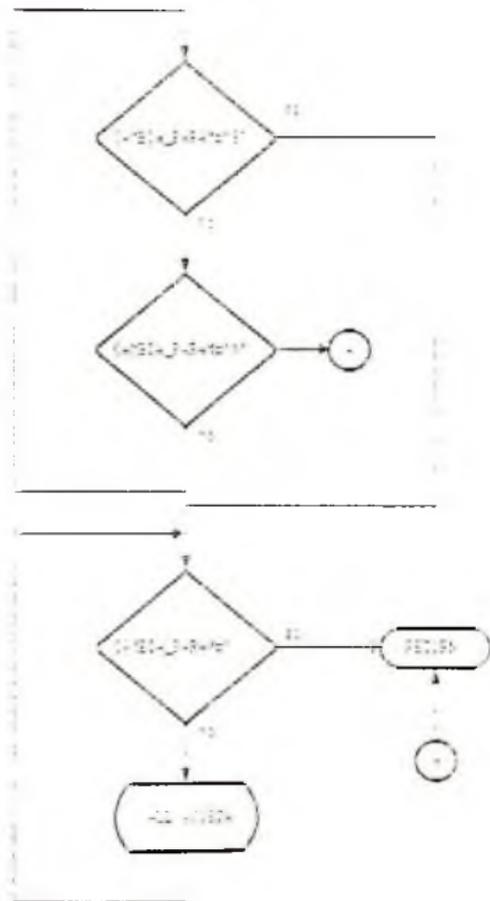
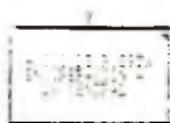


FIG. 1-4. PSEUDOCODE OF FIGURE 1-3.

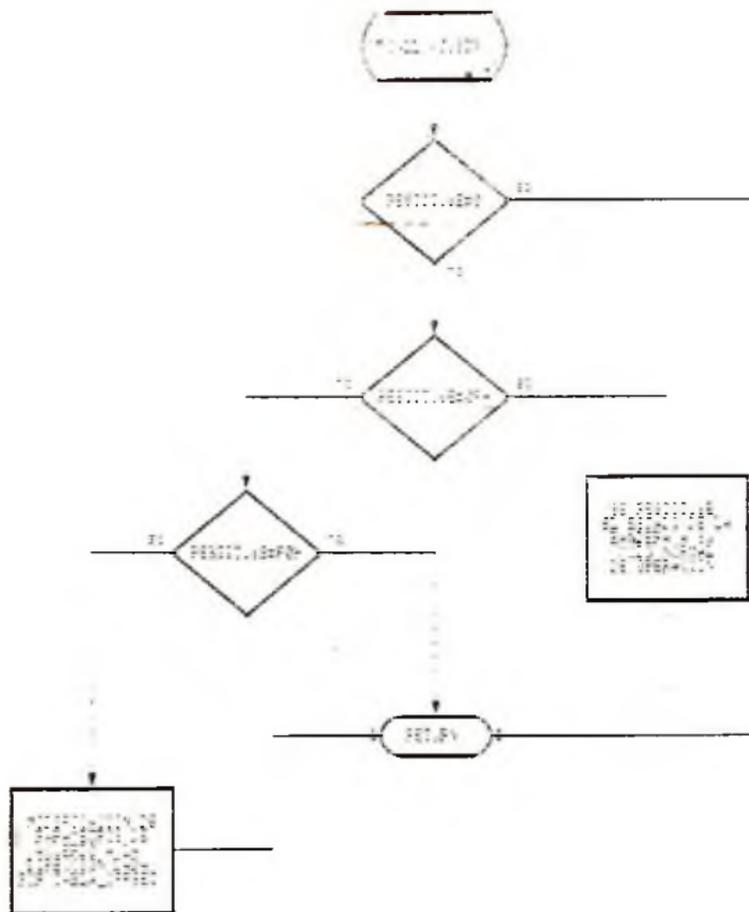


FIG. 3.3. IMPLEMENTATION OF AC.BT.

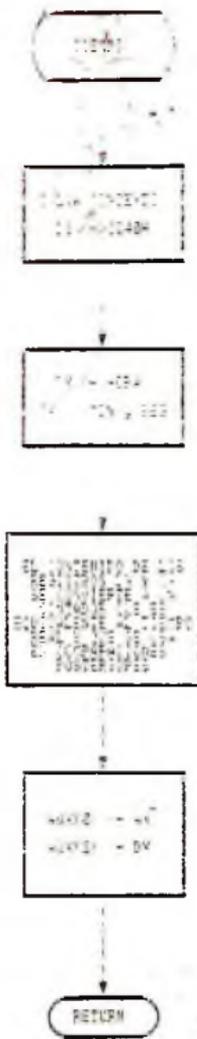


FIG. 1.6. FLOWCHART OF 11

3.2. ALGORITMOS DE PROTECCION

En este punto se explicará la función de cada uno de los relevadores de protección que se emplean actualmente en la unidad propuesta y que se implementaron por computadora, mencionando sus principales características y mostrando un diagrama en donde se aprecian sus conexiones con el equipo principal, dando finalmente un diagrama de flujo, que programado en ensamblador, realiza la contraparte del relevador convencional.

3.2.1. ALGORITMOS DE PROTECCION AL GENERADOR.

Los algoritmos a implementar son los siguientes:

1. Protección diferencial (87G).
2. Protección contra fallas a tierra en el estator (64G).
3. Protección contra pérdida de campo (40).
4. Protección contra fallas a tierra en el campo (64F).
5. Protección contra sobrevoltaje (59G).
6. Protección de sobrecorriente de secuencia negativa (46G).
7. Protección contra temperatura alta en el estator (49G).
8. Protección de voltaje balanceado (60).
9. Protección de potencia inversa (32G).
10. Protección de baja frecuencia (81G).

1.- PROTECCION DIFERENCIAL DEL GENERADOR (87G).

Esta protección actúa principalmente contra corto circuito entre fases dentro de los devanados del generador.

Se emplea un relevador diferencial de corriente, el cual puede definirse como un relevador que opera cuando la diferencia de dos o más cantidades eléctricas similares exceden una cantidad predeterminada.

En estos relevadores, los Transformadores de Corriente (TC) son colocados en ambos extremos del elemento a proteger, y sus secundarios son conectados en paralelo con la bobina de operación del relevador para formar un sistema de corriente circulante, como se muestra en la figura 3.7a.

El voltaje inducido en el secundario de los TC hará circular una corriente a través de la impedancia combinada de los alambres y los TC, como se muestra en la figura 3.7b. Normalmente, las corrientes secundarias de lo TC circula entre ellos y no fluye corriente a través de la bobina del relevador, por lo que:

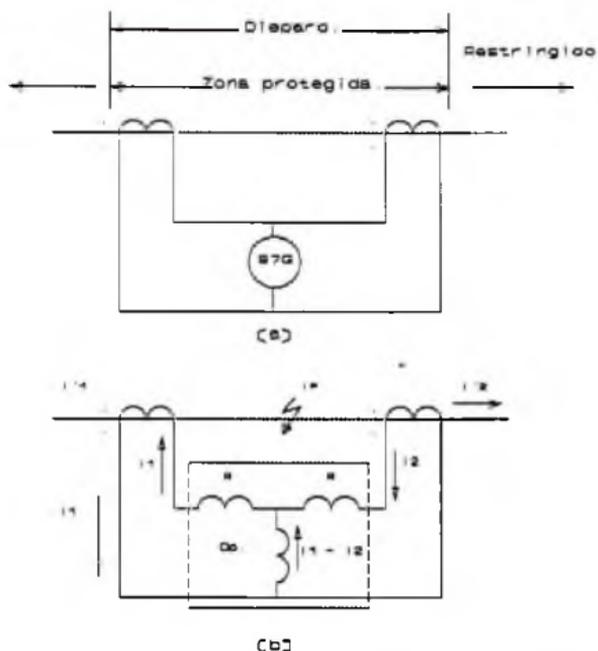


Fig. 3.7. Protección usando relevadores diferenciales
 a). Principio de protección diferencial
 b). Diagrama de alambres para la prot. dif.

$$I_1 - I_2 = 0$$

Este es el caso para las fallas que ocurren fuera de la zona protegida. Pero si una falla ocurre en el punto F, dentro de la zona protegida, se presenta una diferencia de corriente de :

$$I_1 - I_2 = I_F$$

que circula por la bobina de operación del relevador, si esta corriente es mayor que un valor predeterminado $|I_p|$, causará que el relevador dispare las protecciones de los circuitos conectados a éste.

Por lo tanto, el relevador dispara cuando:

$$|I_1 - I_2| > |I_p|$$

y se restringirá cuando:

$$|I_1 - I_2| < |I_p|$$

El algoritmo de protección diferencial del generador responde de manera instantánea, es decir, no utiliza el concepto de retardo de tiempo. Sin embargo, para no realizar un disparo innecesario, se analizan las corrientes de entrada y salida de las tres fases, si se detecta que la diferencia esta en el límite o por arriba de lo establecido, se registra el evento y se continúa con los demás algoritmos.

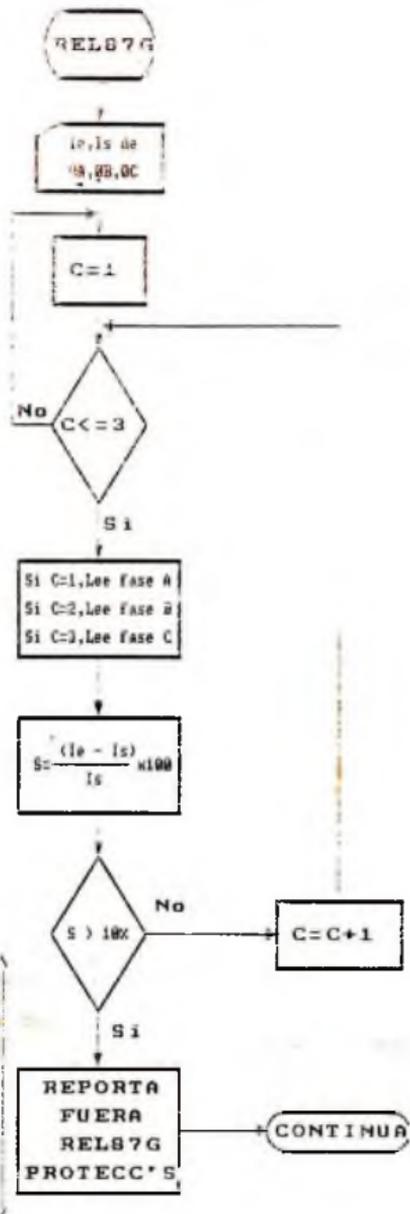
Si en el siguiente recorrido de la coordinación se volviera a registrar la incidencia de falla, el algoritmo responde a la situación activando su protección, esto significa que saca de operación a los dispositivos involucrados y da aviso a la central de que operó dicha protección.

En la figura 3.8. se muestra el diagrama de flujo.

2. PROTECCION CONTRA FALLA A TIERRA EN EL ESTATOR DEL GENERADOR (64G).

La protección contra falla a tierra en el estator del generador funciona sobre la base de detección de voltaje en el neutro del sistema estando aterrizado a través de una alta impedancia.

En este esquema se emplea un transformador de distribución (como se muestra en la fig. 3.9.), debido a que se requiere una resistencia para amortiguar el circuito.



PROTECCIONES:

1. DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR (52G).
2. BLOQUEO CIERRE INT. GENERADOR (52G).
3. DISPARO INTERRUPTOR DE CAMPO (41G).
4. BLOQUEO CIERRE INT. DE CAMPO (41G).
5. DISPARO VALVULA DE PARO (65).
6. DISPARO INT. DE AUXILIARES (52A).
7. BLOQUEO CIERRE INT. DE AUXILIARES.
8. ALARMA "DISPARO PROTECCION GENERADOR"
9. DISPARO VALVULAS CORTE COMBUSTIBLE A CALDERA.

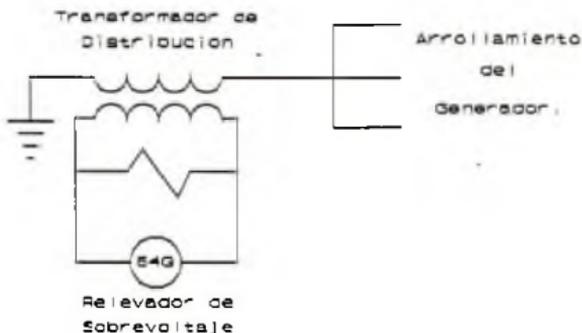


Fig. 3.9. Protección contra falla a tierra en el estator del generador.

En condiciones normales el voltaje es cero, exceptuando la componente de 3era. armónica que puede ser significativa pero que se elimina mediante un filtro dentro del propio relevador.

Para esta protección se emplea un relevador de sobrevoltaje, el cual presenta las siguientes características:

- Filtro de 3era. armónica. Que consiste en un capacitor en serie con la bobina del relevador, que reduce su sensibilidad a la tercera armónica.
- Rango bajo. Normalmente de 5 a 20 Volts para energizarse.

El voltaje de arranque se ajusta por medio del "tap" de la bobina de operación, el tiempo con la "palanca de tiempo", lo que se logra variando el ángulo de recorrido del disco.

Para cubrir el 95% del devanado, el tap de la bobina del relevador debe ajustarse a 5% del voltaje que se obtiene para una falla en la salida del devanado, o sea:

$$V_{max} = 240 / 1.732 = 138.6 \text{ Volts en secundario.}$$

$$V_{tap} = 0.05 V_{max} = 6.93 \text{ Volts}$$

Donde se usa el tap más próximo, 5 ó 7 Volts de acuerdo a la sensibilidad deseada.

La acción de retardo de tiempo admite un ajuste mayor, en vista de que la falla a tierra no causa destrucción de laminación por ser de corriente baja, por otra parte, se desea un tiempo mayor para evitar operaciones no deseadas por fallas externas.

El algoritmo de protección presenta dos posibles situaciones de operación, que consisten: en un estado de alarma que se origina cuando el voltaje sentido entre el estator y tierra, esta entre los rangos de:

$$5 \text{ volts} \geq \text{ voltaje a tierra} > 0 \text{ volts}$$

y el estado de disparo se presenta cuando:

$$\text{ voltaje a tierra} > 5 \text{ volts.}$$

teniendo un retardo de tiempo de 2 segundos. Si al finalizar este lapso se observa que el voltaje sentido está por encima de 5 volts, se activan las protecciones.

En ambos casos, se transmiten señales de aviso a la central para su registro. La figura 3.10. muestra el diagrama de flujo de este algoritmo.

3. PROTECCION CONTRA PERDIDA DE CAMPO (40G).

La protección contra pérdida de campo tiene por función detectar excitación baja y dar alarma antes de que la operación del generador se vuelva inestable.

Las causas principales de baja excitación son:

- a). Regulador de voltaje desconectado y ajuste manual de excitación demasiado bajo.
- b). Falla de escobillas.
- c). Apertura del interruptor de campo principal o del campo del excitador.
- d). Corto circuito en el campo.
- e). Falta de alimentación al equipo de excitación.

Para esta protección, se emplean comúnmente los relevadores de distancia conectados a transformadores de corriente y potencial del generador.

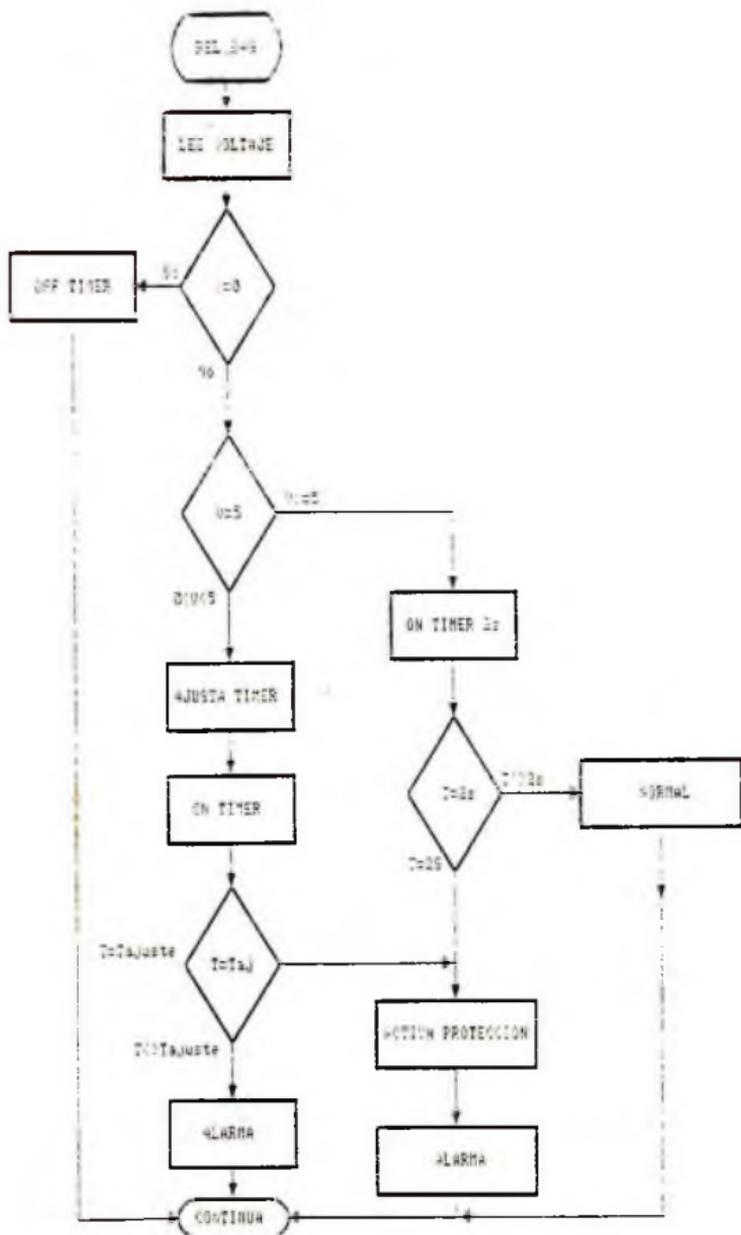


FIG. 3.10. PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR DEL GENERADOR (440)

El fenómeno de pérdida de excitación es trifásico, por lo que se emplea solamente un relevador monofásico para detectarlo, el cual es representativo de las condiciones trifásicas.

La conexión para dicha protección se muestra en la figura 3.11.

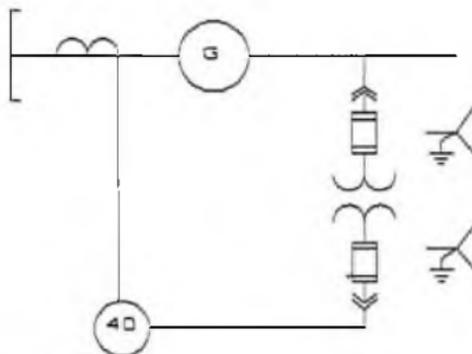


Fig. 3.11. Protección contra pérdida de campo del generador

Los relevadores de distancia son de acción instantánea, por lo que contienen un relevador de tiempo, para retardar la operación del conjunto y evitar así disparos no deseados. Esto es debido a que el generador no requiere un disparo inmediato con la pérdida parcial del campo.

El disparo de ésta protección se bloquea con el relevador 60, el cual detecta fusibles fundidos en el circuito de tensión.

El algoritmo de protección realiza lecturas de voltajes, corrientes y factor de potencia requerido, calculando así la impedancia del generador.

A través de esta impedancia se detecta una falla dentro de la operación del sistema, comparando los valores de impedancia que se obtuvieron contra valores fijos, que sirven como los delimitadores para señalar el retardo de tiempo correspondiente. El diagrama de flujo se observa en la figura 3.12.

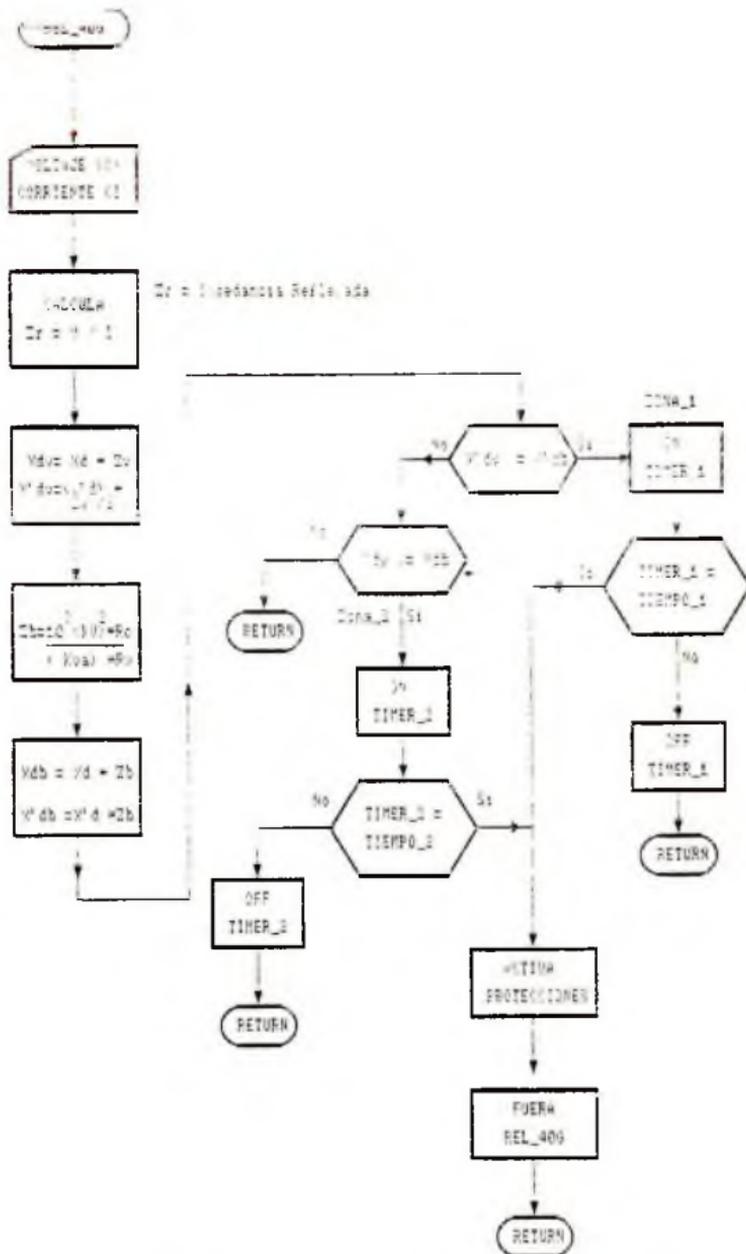


FIG. 3.12. PROTECCION POR PERDIDA DE CAMPO DEL GENERADOR #40.

4. PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL CAMPO (64F).

Esta protección actúa cuando se presenta una falla a tierra en cualquier punto del circuito de campo, y se emplea para dar alarma con la finalidad de que la unidad sea retirada de servicio para su inspección, tan pronto como las condiciones de carga del sistema lo permitan.

La primera falla a tierra en el campo no impide seguir operando pero se debe reparar antes de que se presente la siguiente, pues eso significaría un corto circuito, lo que ocasionaría vibraciones y calentamiento irregular en el rotor.

En la figura 3.13. se muestra la conexión utilizada para la protección:

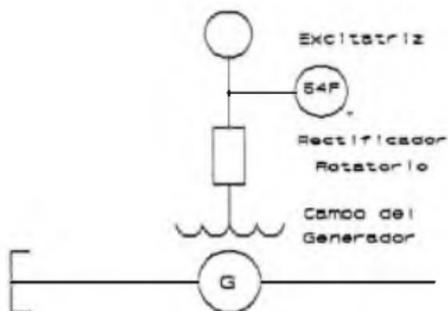


Fig. 3 13. Protección contra falla en el campo del generador.

El elemento detector es un relevador sobrecorriente o de sobrevoltaje instantáneo, y ajuste que tiene es la corriente o voltaje al que se debe disparar.

El algoritmo de protección sensa el voltaje existente en los devanados de campo del generador realizando una comparación con el voltaje de referencia. En el caso de que detecte un voltaje mayor se da un aviso de alarma a la central, para que el operador decida si retira o no a la unidad.

El diagrama de flujo se representa en la figura 3.14.

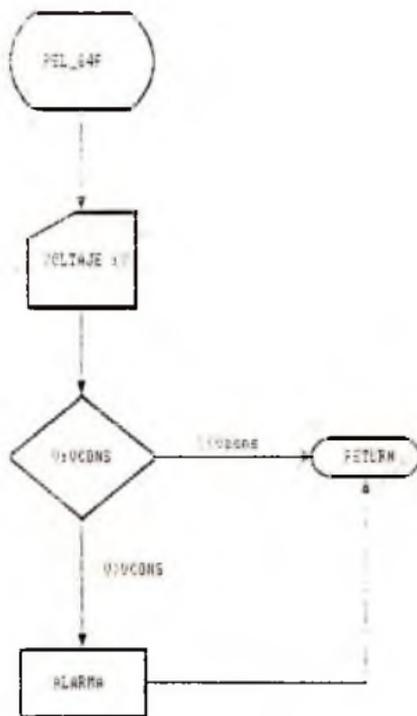


FIG. 2.14 PROTECCION CONTRA FALLAS A TIERRA EN EL (4-20 KVAF)

5. PROTECCION CONTRA SOBREVOLTAJE EN EL GENERADOR (59G).

La protección por sobrevoltaje se proporciona al generador debido a que al haber una pérdida de carga, el generador esta sujeto a una sobrevelocidad.

Este fenómeno es trifásico por lo cual basta con medir voltaje entre dos fases del generador, usando un relevador monofásico.

El ajuste para el elemento instantáneo operará entre 1.15 y 1.20 veces el voltaje más alto de operación normal. Para el retardo de tiempo se da un lapso de 2 a 3 segundos para el voltaje de 1.15 veces.

Para este tipo de falla, se prefiere mantener rodando al generador para volver a excitar y resincronizar tan pronto como se haya eliminado la causa que provocó el disturbio.

La figura 3.15. muestra la forma de conexión para esta protección:

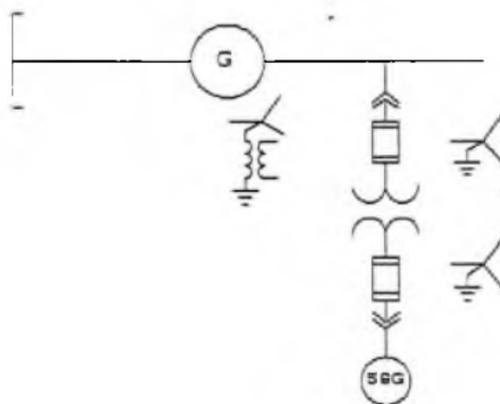


Fig. 3.15. Protección contra sobrevoltaje en el generador

El algoritmo de protección involucra tan solo la comparación del voltaje de línea con valores previamente establecidos, lo cual da inicio a un retardo de tiempo.

Si al estar realizando el análisis de la información el voltaje esta por arriba del valor del voltaje de arranque, se da paso a leer el tiempo del sistema sumándole el retardo de tiempo correspondiente y solo se tiene que analizar las siguientes muestras para observar si el voltaje sigue en falla, dando paso posteriormente al disparo de los interruptores, o en caso contrario, reinicializar los temporizadores.

Sin embargo, si al detectar que el voltaje sobrepasa un voltaje máximo permitido, de manera inmediata se procede a dar una acción de disparo.

La figura 3.16. muestra el diagrama de flujo.

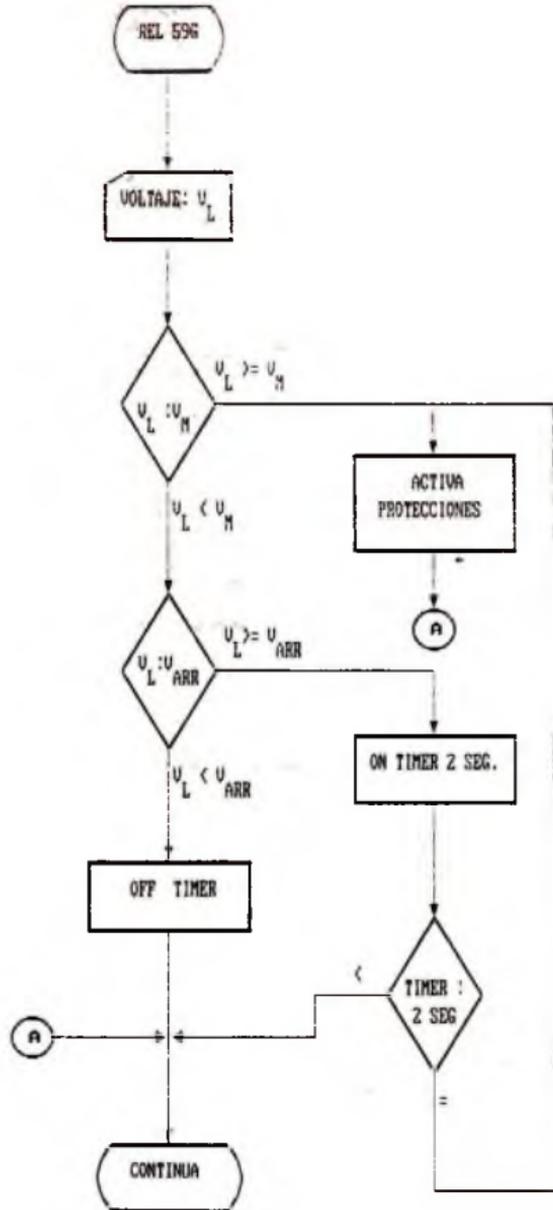


FIG. 3.16. PROTECCION DE SOBREVOLTAJE EN EL GENERADOR (59G).

6. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA (46).

La protección de sobrecorriente de secuencia negativa protege al generador de toda clase de corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamiento en el rotor.

Estas corrientes asimétricas se pueden deber a:

- a). Fallas asimétricas en alta tensión.
- b). Una fase abierta en algún circuito conectado al generador.
- c). Cargas desbalanceadas o monofásicas.

Los relevadores de sobrecorriente de secuencia negativa contienen un filtro de secuencias que a partir de las corrientes de las tres fases obtiene un voltaje proporcional a su componente de secuencia negativa.

La característica de operación del relevador asemeja a la curva de resistencia al calentamiento del rotor del generador.

El diagrama de conexión se muestra en la figura 3.17.

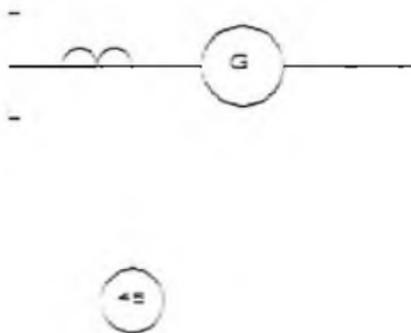


Fig. 3.17. Protección de sobrecorriente de secuencia negativa.

La ecuación que expresa la curva de calentamiento tolerable del rotor en función de su corriente de secuencia negativa es:

$$I_2^2 t = K$$

donde la constante K depende del diseño del generador, e I de la capacidad nominal del generador.

El tap del relevador se ajusta al valor más próximo a la corriente nominal del generador.

El ajuste del retardo de tiempo se toma a partir de la curva de tiempo-corriente de secuencia negativa, donde se escoge un valor de tiempo tal que quede siempre abajo de la curva del generador.

Esta protección opera en función de causas externas al generador, por lo que la unidad debe quedar rodando y excitada para ser resincronizada tan pronto como se haya eliminado la causa del disparo.

El algoritmo opera bajo dos posibles situaciones, que son: el de dar un aviso de alarma y la de realizar una acción de disparo. Para ello, analiza la corriente de secuencia negativa proveniente de campo y verifica si está en la zona de disparo o de alarma, de acuerdo a valores ya especificados del relevador.

Si está en la zona de alarma, se procede a inicializar el temporizador, y en caso de que la falla persista se procede a dar una acción de disparo.

El diagrama de flujo se ve en la figura 3.18.

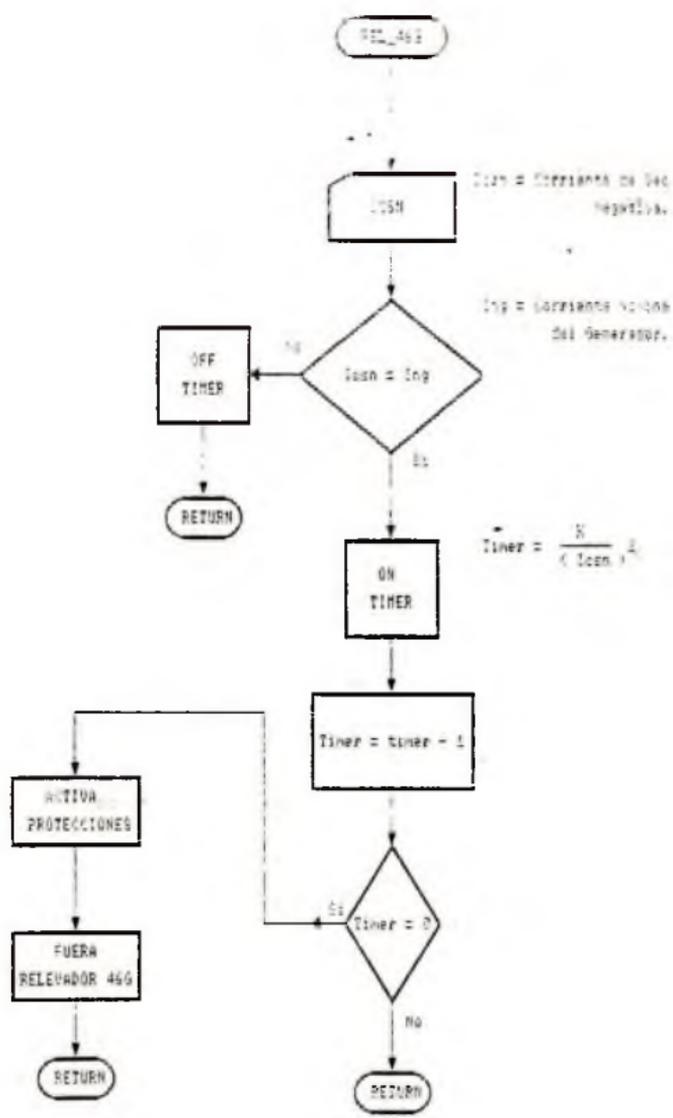


FIG. 3.18. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA (46G).

7. PROTECCION CONTRA TEMPERATURA ALTA EN EL ESTATOR (49G).

Esta protección detecta las condiciones de operación que causan calentamiento en el generador, que son principalmente:

- a). Sobrecarga continua.
- b). Sistema de enfriamiento dañado.
- c). Sistema de enfriamiento mal ajustado.

La protección contra temperatura alta en el estator opera por medio de un medidor de temperatura que es generalmente del tipo puente de Wheatstone, que recibe señal de un detector de resistencia intercalada en el embobinado del generador.

Para la calibración de los puntos de disparo y alarma se tienen los siguientes ajustes: para la alarma, se ajustan los contactos a una temperatura del orden de -10 a 15°C abajo de la temperatura máxima de operación del aislamiento del estator, para el caso de disparo, se ajustan entre 0 y 5°C abajo de la temperatura máxima de operación de aislamiento del estator.

El fenómeno de cambios de temperatura es un proceso que tarda un tiempo considerablemente largo, por lo que no es tan importante realizar su análisis de manera continua, sino que solo cada determinado período de tiempo, y únicamente verificar en que rango de temperatura esta la unidad y tomar la decisión de dar un aviso de alarma o en el caso extremo un disparo.

El diagrama de flujo se muestra en la figura 3.19.

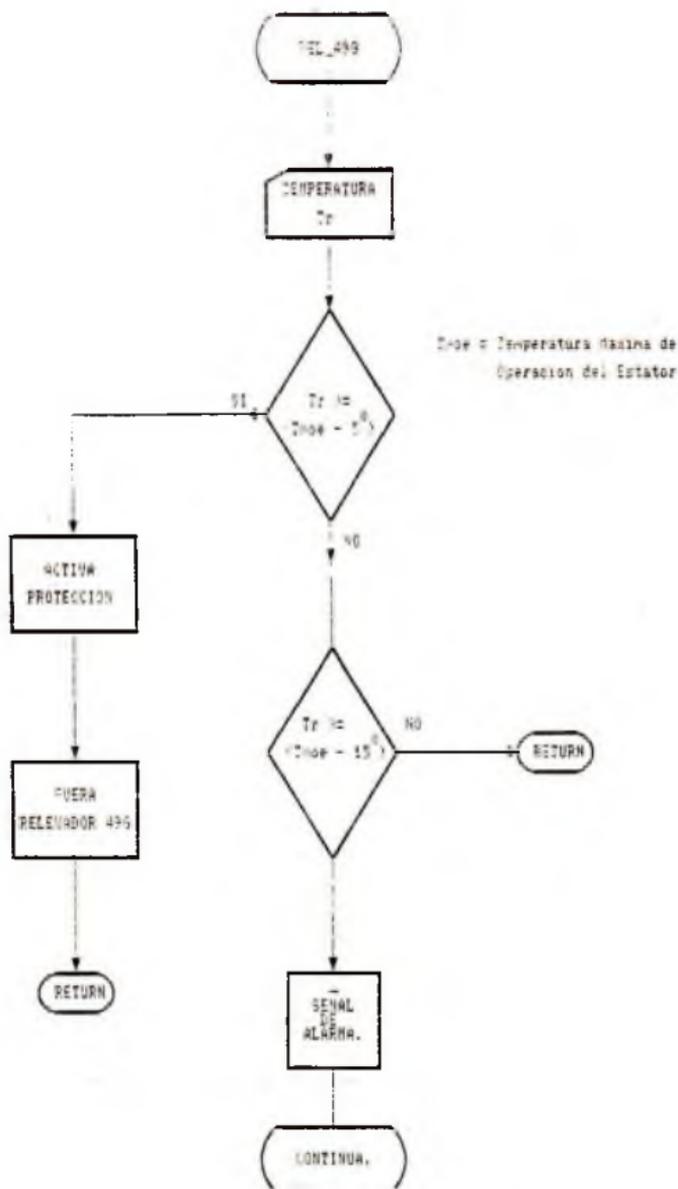


FIG. 3.19. PROTECCION POR TEMPERATURA ALTA EN EL ESTATOR (496).

El rango de ajuste, para que los contactos cierren, es de 80% del voltaje nominal (120 volts) aplicado a un juego de bobinas, y de 100% del voltaje nominal en el otro juego de bobinas.

En el algoritmo de protección se analiza la condición de los fusibles del lado de protección y del lado de excitación, indicando si alguno de estos está fuera de operación, con solo verificar qué porcentaje de desbalance existe entre las fases de voltaje.

El estado de alarma se da cuando se detecta un valor nulo en los datos de campo o cuando se detecta que el desbalance entre las fases es mayor o igual a un 20%.

El diagrama de flujo se puede observar en la figura 3.21.

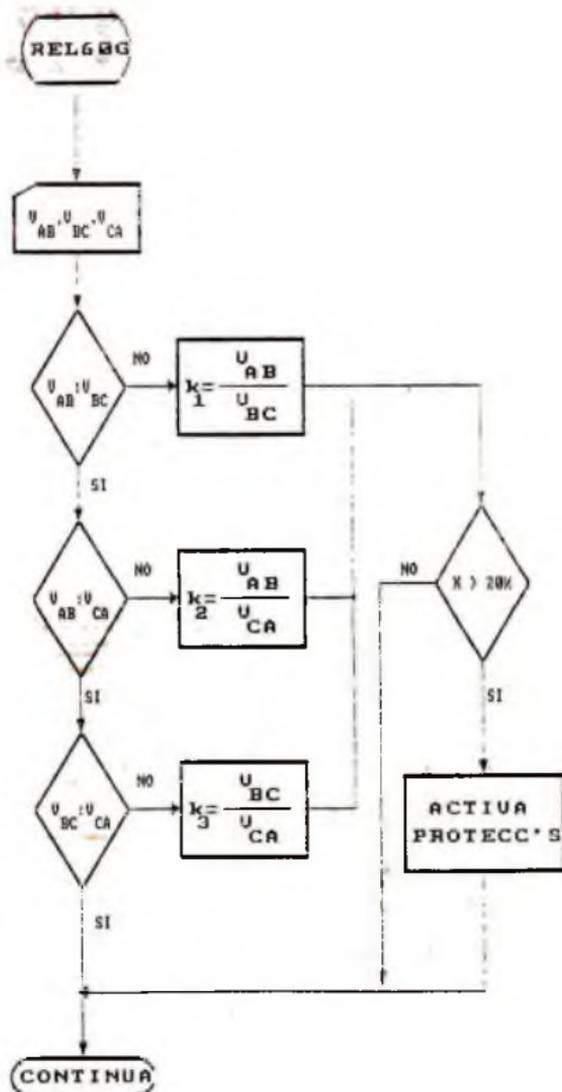


FIG. 3.21. PROTECCION DE VOLTAGE BALANCEADO (50).

9. PROTECCION DE POTENCIA INVERSA (32G).

La protección de potencia inversa detecta si el generador esta recibiendo potencia del sistema, disparando después de un retardo de tiempo. Este fenómeno se presenta cuando su turbina ya no le entrega potencia, y empieza a absorber la necesaria para mantenerse en sincronismo.

Esta pérdida de potencia se puede deber a las siguientes causas:

- a). Falla en la propia turbina.
- b). Falla en la caldera.
- c). Problema de operación en el sistema eléctrico (subdivisión desequilibrada del sistema, etc).

La conexión de esta protección se muestra en la figura 3.22.

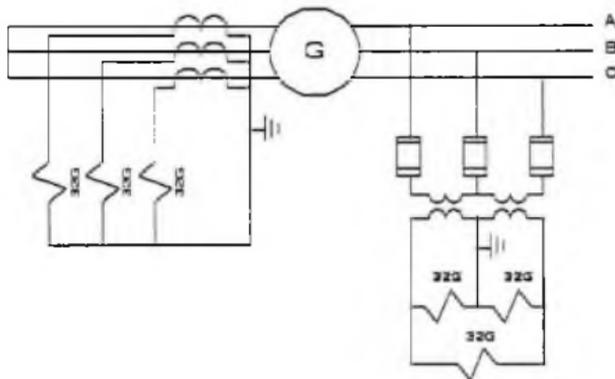


Fig 3.22 Protección de potencia inversa del generador.

La motorización del generador es tolerable por un corto tiempo si no es una falla mecánica de la turbina. Si se mantiene por un tiempo mayor, causa calentamiento excesivo en partes de la turbina.

En casos de que la motorización del generador se deba a una falla en la turbina, o una falla en la caldera, la protección de potencia inversa se comporta como una protección de respaldo a las protecciones de ese equipo, las cuales deben sacar de operación al generador.

El ajuste de este relevador se tiene a un 50% de la potencia mínima de motorización del generador, esto es, la potencia que tiende a tomar del sistema eléctrico al cual esta conectado.

Para el retardo en tiempo se tiene un ajuste del orden de 5 segundos.

El algoritmo de protección se basa en calcular la potencia real de la línea trifásica. Para ello, traslada de la zona de memoria, los valores de voltaje y corriente de cada fase, y se insertan en el "stack" del coprocesador para multiplicarlos por el factor de potencia; este proceso se realiza uno por cada fase. Al finalizar, se suman las potencias calculadas y se inspecciona contra un valor de referencia, y se observa si este valor es normal o presenta una falla.

En el caso de existir la falla, se inicializa la cuenta del temporizador. La figura 3.23. muestra el diagrama de flujo.

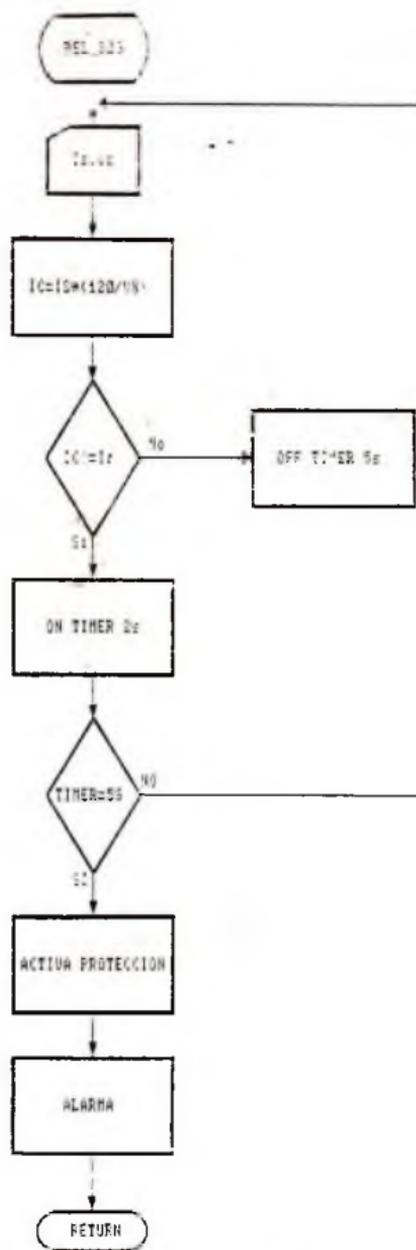


FIG. 3.23. PROTECCION DE POTENCIA INVERSA (325).

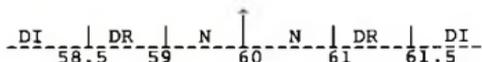
10. PROTECCION DE BAJA FRECUENCIA (81).

Esta protección se emplea en turbogeneradores de gran capacidad, en vista de que las aspas grandes, en la parte de baja presión de la turbina, presentan problemas de vibración a baja velocidad. La operación a baja frecuencia se puede presentar transitoriamente cuando se subdivide el sistema eléctrico o a una sobrecarga del sistema.

El criterio que se utiliza para medir la velocidad de la turbina es la frecuencia, que además indica que el generador está excitado. La forma de conexión es similar a la de protección contra sobrevoltaje.

Los pasos de frecuencia de 58.5 Hz. hacia abajo se conectan para disparar exclusivamente a los interruptores de potencia. En este caso la unidad quedará girando y excitada, dando servicio a sus auxiliares, disponible para ser resincronizada tan pronto como las condiciones del sistema lo permitan.

El elemento ajustado a 59 Hz. generalmente se conecta para dar alarma únicamente. La turbina resiste operar entre 58.5 y 59 Hz. bastante tiempo, de manera que se da oportunidad al operador para efectuar maniobras correctivas. Los rangos de ajuste se muestran en la figura 3.24.



En donde:

DI: Disparo Instantáneo.

DR: Disparo con retardo.

N : Operación normal.

Fig. 3.24. Rangos de ajuste de los relevadores de frecuencia.

El algoritmo de protección analiza las condiciones del estado de la turbina del generador, ya sea que se encuentre en condiciones normales de operación o, si al existir cambios significativos en la frecuencia de operación de la línea originen, en un momento determinado, un aviso de alarma o disparo de unidad.

Si la falla se encuentra en la zona A, se inicializa el temporizador con su retardo de tiempo determinado, dando aviso de alarma al operador para que decida si continúa o no operando la unidad. En el caso de que la falla se localice en la zona B, se activa un retardo de tiempo menor a la primera zona, con la finalidad de salvaguardar al equipo de una falla más severa.

El diagrama de flujo se muestra en la figura 3.25.

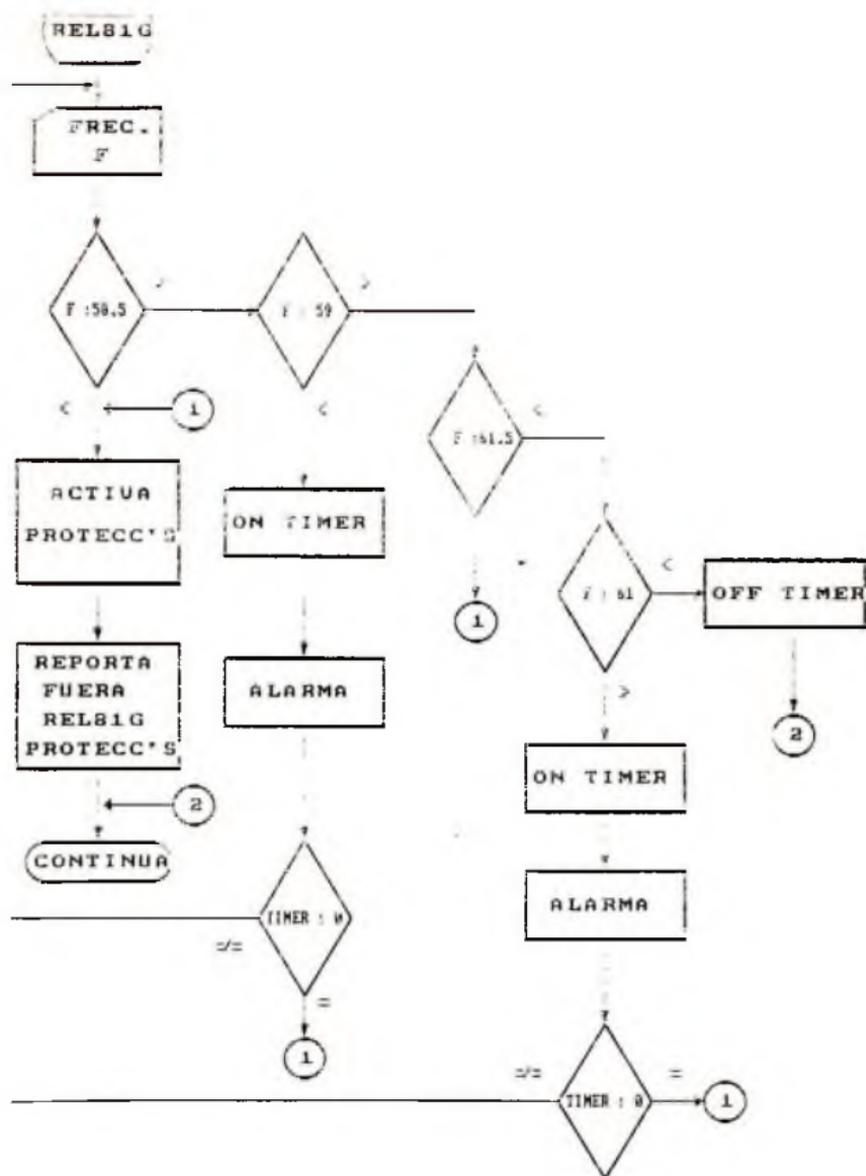


FIG. 0.03. PROTECCION POR BAJA FRECUENCIA (REL51G).

3.2.2. ALGORITMOS DE PROTECCION DE TRANSFORMADORES.

A continuación se describen las protecciones comúnmente utilizadas en los transformadores.

1. Protección Diferencial (87A).
2. Protección Buchholz (63).
3. Protección Térmica (49).
4. Protección de Sobrecorriente de Fase (50/51).
5. Protección de Sobrecorriente a Tierra (51N).

1. PROTECCION DIFERENCIAL (87T).

En el sistema tipo unidad, el relevador diferencial del transformador se conecta normalmente para incluir tanto al generador como al transformador. Este arreglo proporciona protección adicional al generador por superposición de las zonas de protección. El arreglo se muestra en la figura 3.26.

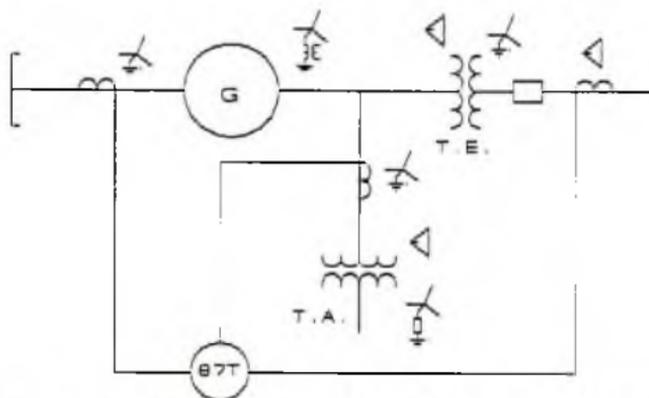


Fig. 3.25 Protección diferencial de generador transformador en conexión tipo unidad.

Se debe notar que los transformadores de potencia principal en conexión Estrella-Delta presentan problemas especiales. El problema, en este caso, es que los transformadores de corriente que están conectados en las líneas, tienen un ángulo de fase diferente entre las corrientes primarias y secundarias.

Este ángulo de fase crea una corriente diferencial en el relevador si los transformadores de corriente están conectados directamente al relevador. El método más simple y ampliamente usado es el de conectar los devanados secundarios de los TC en tal forma de que se produzca una compensación de la diferencia de ángulo de fase.

Esto se logra conectando los TC en el lado estrella, del transformador principal, en conexión delta y los TC en el lado delta, del transformador principal, en una conexión estrella.

Por otro parte, la variación en las conexiones de los transformadores de corriente con respecto a la conexión diferencial normal, se debe a que la corriente magnetizante del transformador tiene un contenido apreciable de armónicas durante condiciones de sobrevoltaje.

Con esta alteración se puede evitar la operación del relevador diferencial bajo condiciones de sobreexcitación.

En cuanto a la protección del transformador de potencia de servicios auxiliares, se utiliza un relevador diferencial separado, como se muestra en la figura 3.27., ya que el relevador que protege al transformador principal no es lo suficientemente sensible para proporcionar esta protección.

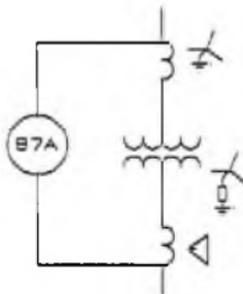


Fig. 3.27. Protección diferencial del transformador auxiliar.

Además, el transformador principal requiere de una alta relación de TC para limitar la corriente secundaria, mientras que el transformador de servicios propios puede operarse con TC con una relación más apropiada al tamaño del mismo.

Con el fin de disminuir el daño que ocurre, como consecuencia de una falla en el transformador de servicios auxiliares, se utilizan protecciones diferenciales de alta velocidad de porcentaje, tanto en éste como en el transformador de potencia principal.

En el algoritmo de protección se detecta la falla cuando al realizar la comparación, entre las corrientes de entrada y salida, se observa que la diferencia, en términos de porcentaje, está por arriba del 20 %, en este caso se inicializa el temporizador y se calcula el retardo de tiempo correspondiente.

2. PROTECCION BUCHHOLZ (63).

Esta protección se aplica a transformadores del tipo "conservador", en el que el tanque del transformador está completamente lleno de aceite, y un tubo une dicho tanque a uno auxiliar o "conservador", que actúa como cámara de expansión.

El relevador empleado en esta protección aprovecha el calor producido por la alta corriente local que hace que se descomponga el aceite del transformador a temperaturas superiores a los 350°C, lo cual hace que se produzca un gas que sirve para detectar las fallas en los devanados. A este relevador se le conoce como relevador de Buchholz.

El relevador se coloca en la tubería que comunica el tanque principal con el tanque conservador, y contiene dos elementos de acción, como se muestra en la figura 3.28.

La ventaja principal de los relevadores Buchholz consiste en que indican fallas incipientes, es decir, fallas entre vueltas o calentamiento del núcleo y con ello, permiten que un transformador se pueda retirar de servicio antes de que le ocurra un daño grave.

Para fallas severas, la generación súbita de gases causa movimiento de aceite y gas en el tubo que interconecta al transformador con el tanque conservador y por lo tanto en el relevador Buchholz, accionándose un segundo mecanismo que a su vez opera un interruptor de mercurio para disparo. Esta protección debe llevarla el transformador principal, el de reserva y el auxiliar.

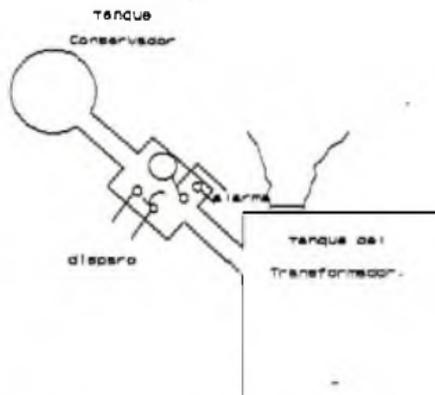


Fig 3.28. Protección Buchholz de transformadores.

En el algoritmo de la protección Buchholz, lo que se compara es la presión existente en el tanque de aceite contra una presión de referencia, y en caso de detectar una falla se inicializa el temporizador.

3. PROTECCION TERMICA (49).

La protección al transformador contra daño debido a temperaturas excesivas, es proporcionada por un relevador térmico, que responde tanto a la temperatura del aceite como al efecto calentador de la corriente de carga; en estos relevadores el elemento termostático esta sumergido en el aceite del transformador y recibe además una corriente proporcional a la corriente de carga, de tal forma, que la temperatura del elemento se relaciona con la temperatura total que los devanados del transformador alcanzan durante su operación.

El daño que podría causar las altas temperaturas en los devanados es un acelerado deterioro del aislamiento.

La figura 3.29. muestra el esquema de protección térmica, en el cual un transformador de corriente montado sobre una de las boquillas del transformador suministra corriente a la bobina calentadora del bulbo termoelectrico, la cual contribuye al calor apropiado para simular la temperatura del transformador.

La función de la protección térmica es la de proporcionar una indicación más directa de la temperatura del devanado que la protección de temperatura del líquido.

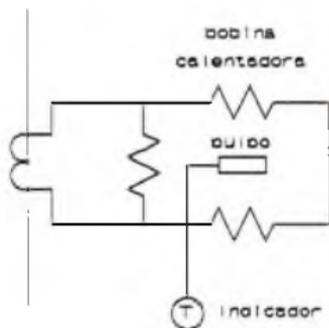


Fig. 3.29. Protección térmica.

El algoritmo de protección compara la corriente de campo contra un valor de corriente de sobrecarga, y en caso de existir una falla, se inicializa el temporizador y se calcula el retardo de tiempo correspondiente.

4. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASE (50/51).

Una falla externa a un transformador resulta en una sobrecarga que puede ocasionar que el transformador falle si la falla no es librada prontamente.

La protección por sobrecorriente y falla a tierra, en la que se emplean relevadores de tiempo mínimo definido inverso, se aplican para proteger al transformador contra los efectos de los corto circuitos externos y las sobrecargas excesivas. Sin embargo, esta protección actúa como de respaldo o de resguardo con los ajustes correctamente escogidos.

Los ajustes de corriente deben estar a valores superiores a los de la sobrecarga sostenida permitida, e inferiores a la mínima corriente de corto circuito. La característica extremadamente inversa es la recomendada, porque se asemeja mucho a la curva térmica del transformador.

La protección se ubica en el lado de la alimentación del transformador, como se muestra en la figura 3.30. y solo se aplica al transformador auxiliar.

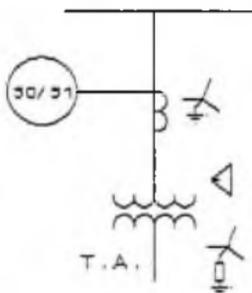


Fig. 3.30. Protección de respaldo con relevadores de sobrecorriente.

El ajuste del tiempo tiene que ser alto, para que corresponda a los demás relevadores de sobrecorriente del sistema.

En el algoritmo se compara la corriente que se está sensando de campo contra un valor de TAP previamente establecido, en caso de detectar una falla se inicializa el temporizador y se calcula el retardo de tiempo correspondiente.

5. PROTECCION DE SOBRECORRIENTE A TIERRA (51NT).

Este tipo de protección se instala para detectar las fallas de tierra que ocurren dentro de la zona protegida del transformador.

La cantidad de devanado que queda protegida contra falla de tierra la determina la corriente primaria mínima a la que opera el relevador de falla de tierra. La protección es proporcionada por un relevador de sobrecorriente conectado como se muestra en la figura 3.31.

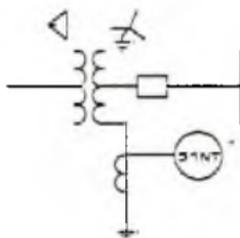


Fig.3.31. Protección de sobrecorriente a tierra del transformador principal.

Para el transformador auxiliar, el relevador se conecta al secundario de un transformador de corriente el cual está aterrizado a través de una resistencia: en este caso, la cantidad de devanado que está protegido varía, de acuerdo a la capacidad nominal de la resistencia de conexión a tierra y con el valor de ajuste del relevador. La conexión se muestra en la figura 3.32.

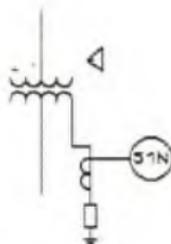


Fig. 2.22 Protección de sobrecorriente a tierra del transformador auxiliar.

En el algoritmo de protección lo que hace es verificar que el voltaje del neutro sea siempre igual a cero volts, en caso contrario, se inicializa el temporizador y se calcula el retardo de tiempo correspondiente.

El diagrama de flujo que muestra todas estas protecciones se observa en la figura 3.33.

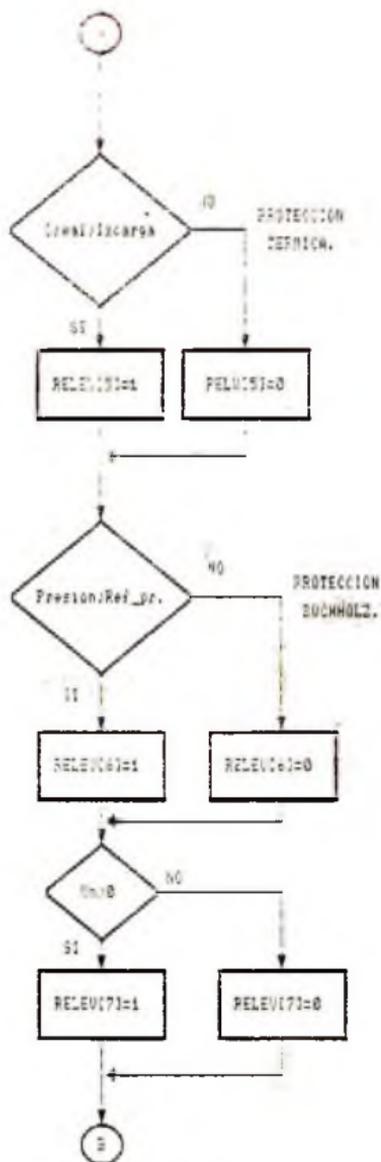
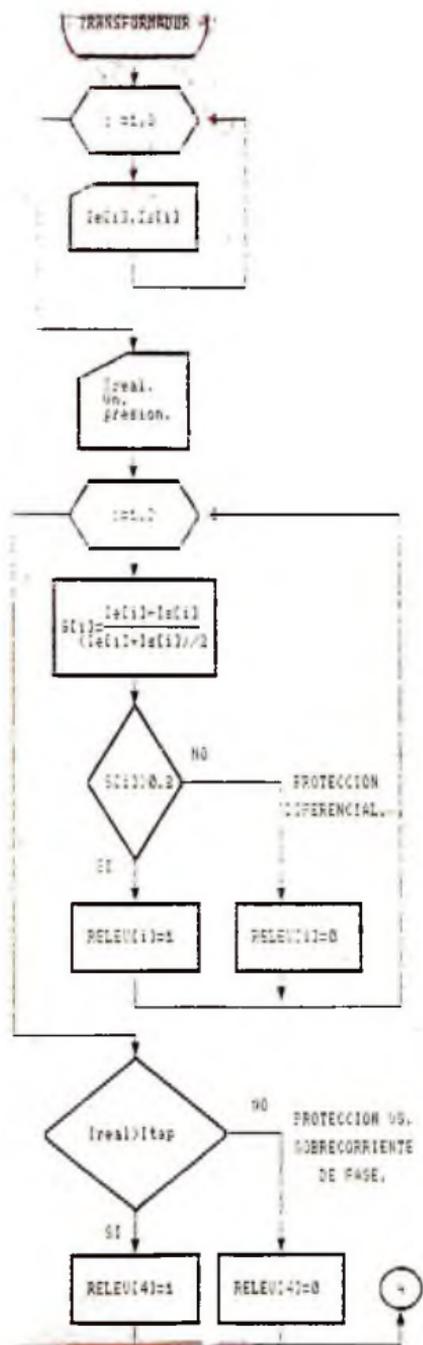


FIG. 4.31. PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR

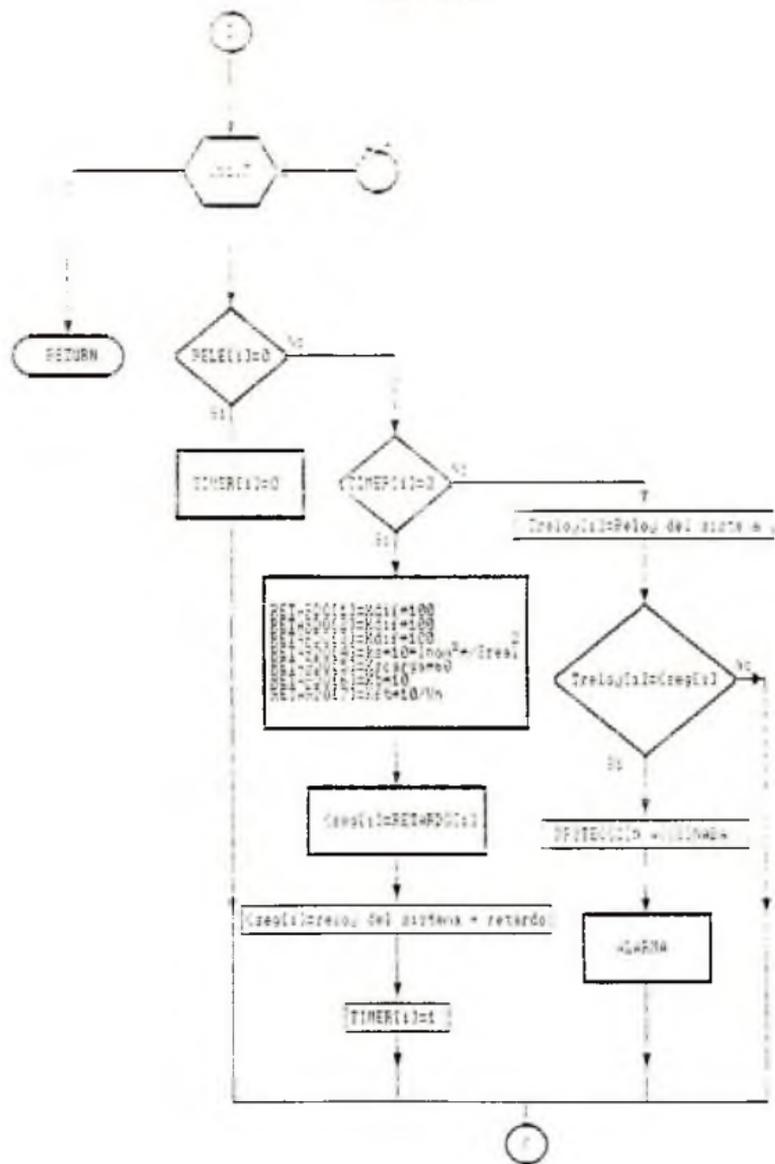


FIG. 3.33A. PROTECCIONES DE TRANSFORMADORES.

3.3. PROGRAMAS DE AYUDA AL OPERADOR.

Se desarrollaron una serie de programas de ayuda al operador, con la finalidad de ofrecerle un ambiente más amigable y pueda interactuar con los relevadores de protección. Estos programas se realizaron en lenguaje C y se encuentran en una computadora personal, localizada en el cuarto de control.

Estos programas son los siguientes:

1. Desplegar diagrama unifilar.
2. Estado de interruptores.
3. Actualizar estado de alarma.
4. Selección de ajustes.
5. Reportes.
6. Fecha y hora actuales.

El diagrama de menús de la figura 3.34. muestra qué es lo que despliega cada una de las opciones mencionadas, así también, se muestra el diagrama de flujo en la figura 3.35.

La función de cada una de las opciones es la siguiente:

1. DESPLEGAR DIAGRAMA UNIFILAR.

Nos presenta el diagrama unifilar de la planta de Tula, Hidalgo. Muestra los diferentes relevadores y su interrelación con el equipo principal, como son: el generador, el transformador principal y auxiliar. Este diagrama muestra, con un código de colores y de una manera audible, si el relevador está en estado precrítico o crítico. El diagrama unifilar que se presenta en pantalla es el que se muestra en la figura 3.36.

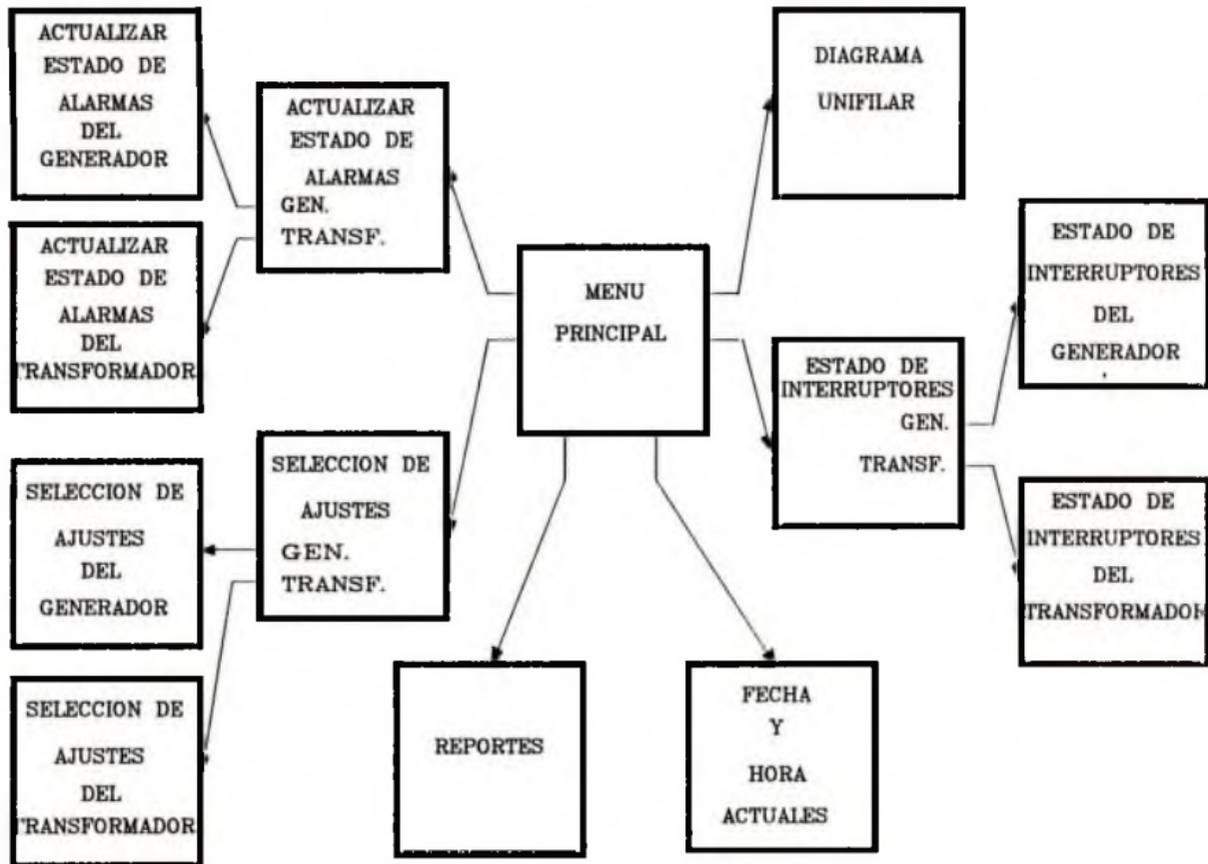
2. ESTADO DE INTERRUPTORES.

Muestra unas ventanas en donde podemos revisar el estado de los relevadores, tanto del generador, como el transformador. Saber si están en estado de operación normal o si está el relevador activado, esto le sirve al operador para saber el estado actual que guarda cada relevador.

3. ACTUALIZAR EL ESTADO DE ALARMAS.

Muestra las mismas ventanas o menús que el anterior, solo que en lugar de observar únicamente el estado de los relevadores, se pueden restablecer para que operen nuevamente. Esto era lo que hacía anteriormente el operador cuando iba al cuarto de relevadores a restablecer la protección que había actuado, una vez que se había regresado a condiciones de operación normal.

MENUS



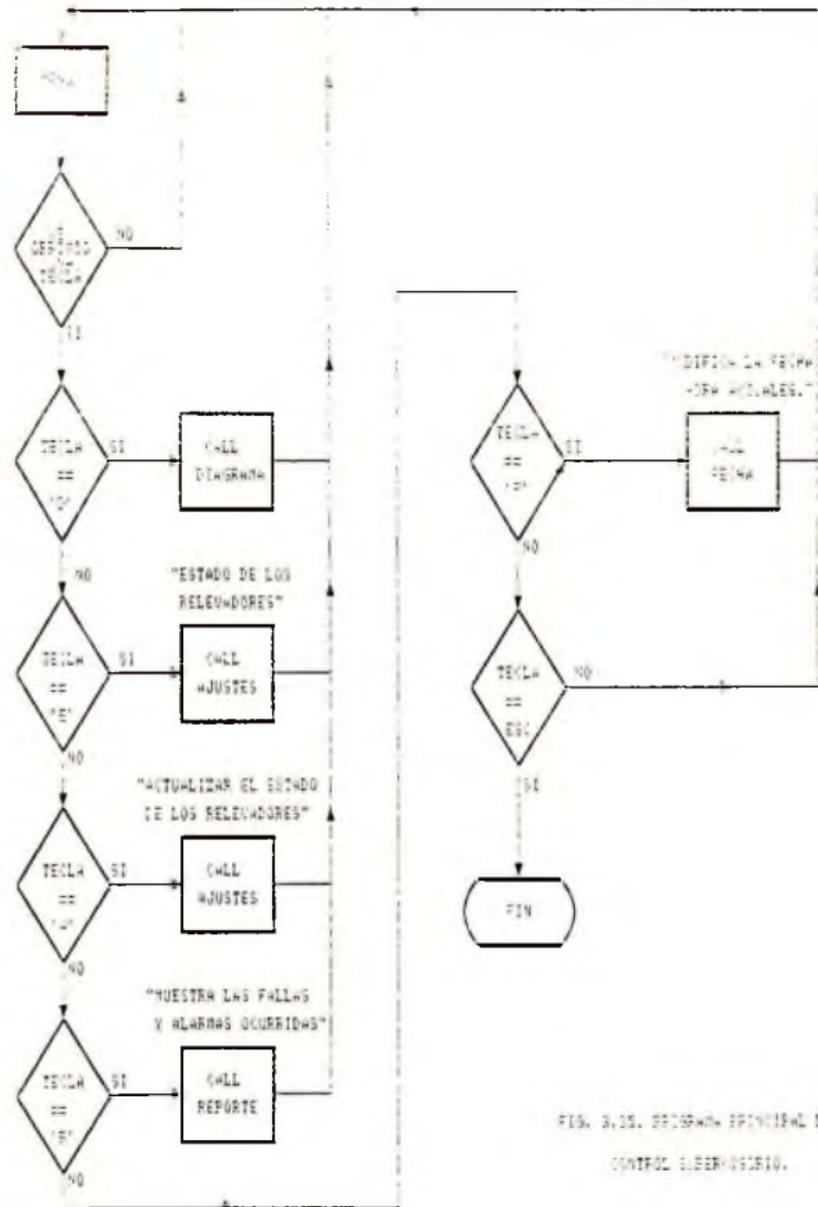


FIG. 3.05. PROGRAMA PRINCIPAL DEL CONTROL SUPERVISORIO.

4. SELECCION DE AJUSTES.

Muestra los menús anteriores, en los cuales podemos seleccionar cualquier relevador y cambiar las características de operación, como son: cambio del tap de operación, retardos de tiempo, valores de voltaje o corrientes de disparo, temperatura alta, etc. haciéndose de una manera más sencilla a la que se tenía convencionalmente. También se pueden revisar los ajustes con los que se está operando actualmente.

En la figura 3.37. se muestra el diagrama de flujo del programa de ajustes, el cual abarca los dos incisos anteriores.

5. REPORTES.

En este menú podemos tener un reporte de protecciones de relevadores que se dispararon en el día, o todos los que se activaron en la semana, o en un período determinado, podemos seleccionar que sean del Generador o del Transformador, y además cuenta con impresión en papel al momento en que se activa una protección, dándonos el tiempo precisó de disparo, relevador activado, unidad a que pertenece, etc. Esta secuencia de eventos se tiene en todo momento. La figura 3.38. muestra el diagrama de flujo.

6. FECHA Y HORA ACTUALES.

Este punto, es para establecer la fecha y hora correcta, en el caso de algún reinició del sistema, dándole al operador facilidad de poner correctamente estos parámetros y no usar comandos de DCS para actualizarlos. El diagrama de flujo se muestra en la figura 3.39.

En la figura 3.40 se muestra la conexión del gabinete o equipo maestro que contiene: la CPU y las tarjetas de entrada/salida, que se encuentra cerca del equipo principal; y la computadora personal o equipo esclavo que está en el cuarto de control.

Una de las opciones que se implemento finalmente, fue la de limitar al operador en las funciones del sistema, dejando al supervisor la responsabilidad de cambiar parámetros en los relevadores.

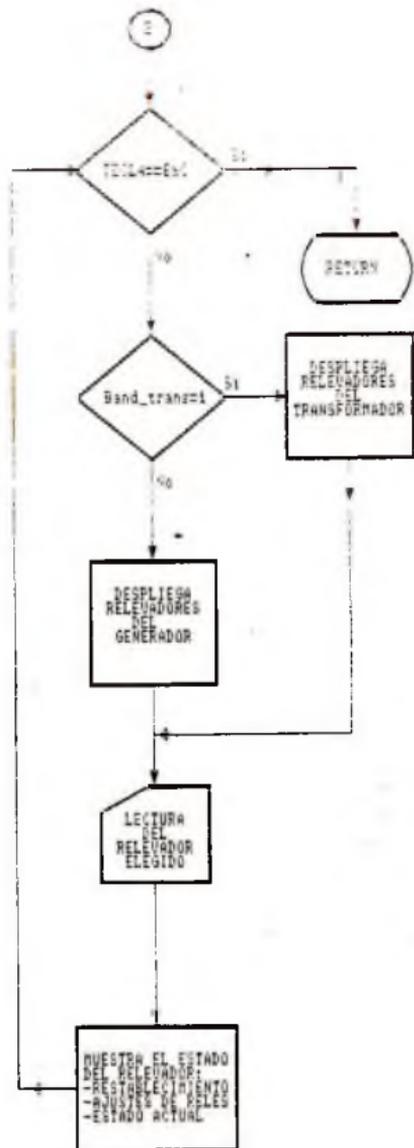
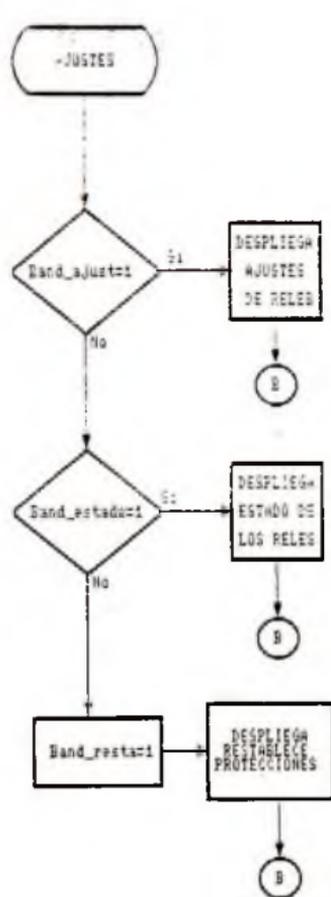


FIG. 3.37. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA DE AJUSTES.

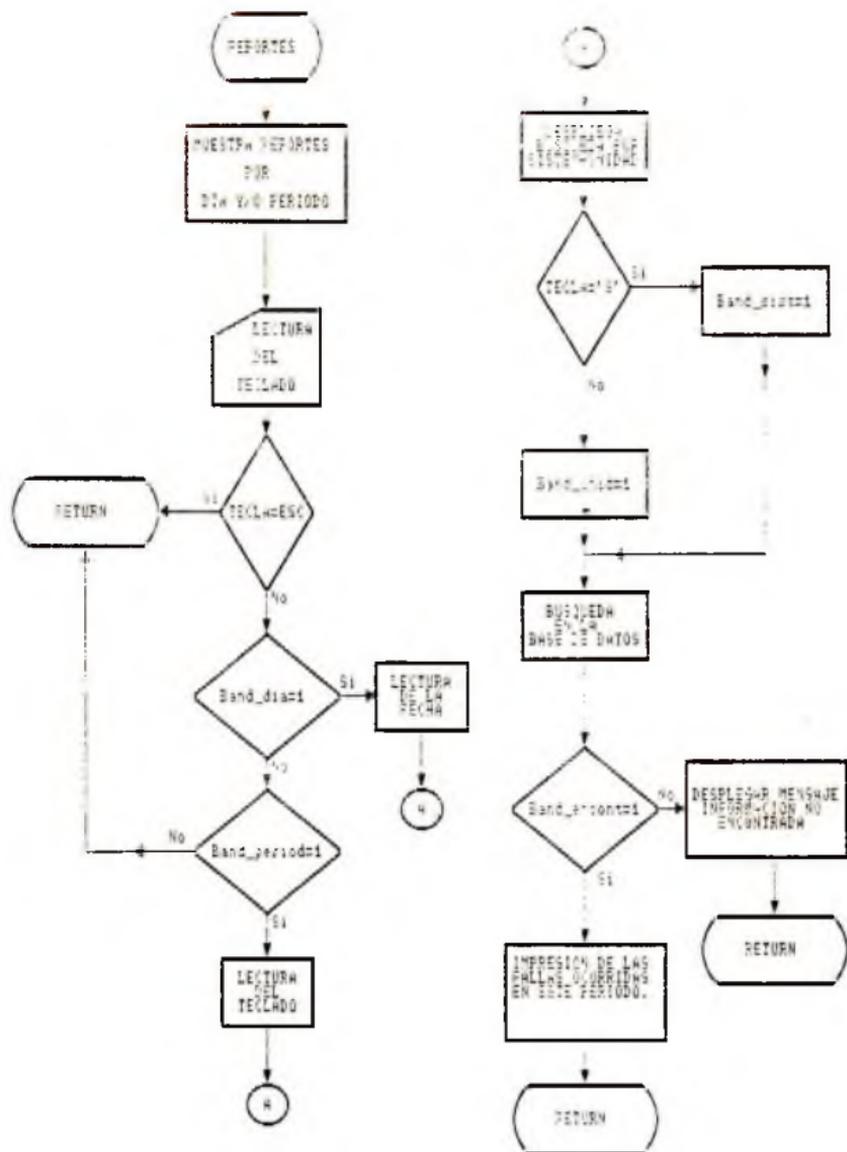


FIG. 3.08. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA DE REPORTES.

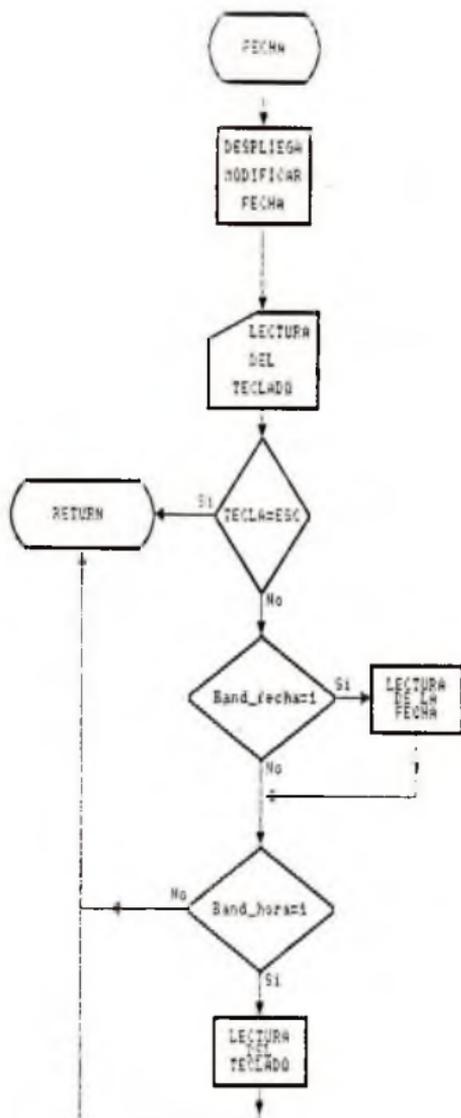


FIG. 3.39. DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROGRAMA FECHADOR.

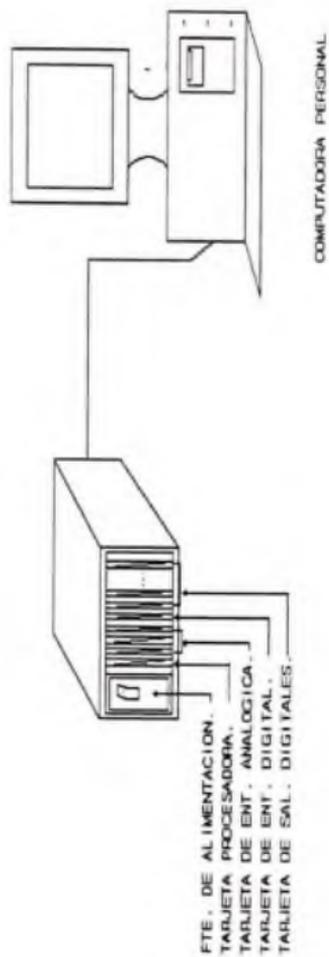


FIG. 3.40. CONFIGURACION FINAL.

CONCLUSIONES.

CONCLUSIONES.

Se puede decir, que los beneficios que se obtienen al implementar la nueva tecnología del microprocesador en los sistemas de protección eléctrica, son los siguientes:

- * En el aspecto económico, se puede decir que se ha estimado que para un funcionamiento igual, el costo del relevador por computadora más sofisticado (incluyendo el costo del software), esta alrededor del mismo costo que los relevadores convencionales.
- * No existe la necesidad de ajustes, chequeo y mantenimiento de relevadores, debido a que no hay ninguno físicamente, eliminando con ello, todos los costos de mantenimiento recurrentes, la necesidad y dependencia de técnicos altamente calificados y la eliminación de serios errores humanos.
- * En cuanto al mejoramiento de la confiabilidad, se puede decir que con la introducción del microprocesador, se hace posible obtener funciones de autochequeo satisfactoriamente. Adicionalmente, se pueden eliminar algunos elementos del circuito convencional, los cuales son causa de que el funcionamiento de los relevadores cambien sobre los años.
- * También con los relevadores basados en computadora, se han podido obtener funciones sofisticadas y nuevas características que no eran obtenibles con los relevadores convencionales, como por ejemplo:
 - Análisis cronológico después de una perturbación.
 - Cambio dinámico de parámetros de los relevadores.
 - Seguridad contra perturbaciones.
 - Tener una autovigilancia más completa de todas sus funciones disponibles.
 - Se puede alterar el esquema de protección, cambiando el algoritmo del relevador, etc..

- * Otro punto muy importante, es de que existe una interfaz visual hombre-máquina, que muestra en una pantalla las condiciones del proceso, en donde se han hecho estudios ergonómicos de mostrar la información en forma de diagramas mímicos y en un código de colores para que pueda asimilar la mayor información que se le presenta al ocurrir un disturbio.
- * En cuanto al tamaño del equipo, se puede decir que se reduce ostensiblemente, ya que actualmente se tienen cuartos exclusivamente destinados, en la planta, en donde se encuentran los relevadores de protecciones, reduciéndose a tener en un solo gabinete todo el equipo necesarios.

Las pruebas que se hicieron en laboratorio, mostrarán resultados satisfactorios, quedando por instrumentarlos en la Central y realizar pruebas más exhaustivas. Se puede decir que en el ambiente de laboratorio se tienen todas las condiciones ideales, como son: el no tener un ambiente ruidoso, no haber vibración, no existir el ruido electromagnético, el cual es el que afectaría nuestras señales de campo. Pero ya se investigó en ese campo y existen normas establecidas en cuanto a protección de equipo electrónico y de computo para ambientes como el de las centrales generadoras, como son las siguientes normas:

ANSI C39.5-74 1974	SAFETY REQUIREMENTS FOR ELECTRICAL AND ELECTRONIC MEASURING AND CONTROLLING INSTRUMENTATION.
NEMA JCS 1-1988	GENERAL STANDARDS FOR INDUSTRIAL CONTROL AND SYSTEMS.
CFE J-100 1982	ESPECIFICACIONES DE INSTRUMENTACION, CONTROL Y AUTOMATIZACION.

Finalmente, se concluye que este es un primer paso muy importante en la automatización de las protecciones eléctricas, en donde se pueden hacer aún mayores refinamientos e implementaciones a este proyecto, lograndose asimismo contribuir, en un futuro próximo, en los aspectos de monitoreo, control y automatización de sistemas de potencia.

APENDICE A

GLOSARIO DE TERMINOS.

En este apéndice se fijan las definiciones de algunos términos empleados en la tesis, a fin de precisar la forma en que deben entenderse dichos términos.

1. Angulo de Fase. Es el desplazamiento en magnitud que existe entre la intensidad de corriente i con la tensión v .
2. Caldera. Es un recipiente a presión, en el cual un fluido es evaporado a mayor presión.
3. Campo. Un devanado en la parte de rotación de una máquina cuyo propósito es la producción del campo electromagnético principal de la máquina.
4. Corto circuito. Una conexión anormal de relativamente baja impedancia ya sea hecha accidentalmente o intencionalmente, entre dos puntos de diferente potencial.
5. Devanado. Un ensamblaje de bobinas diseñadas para actuar en conjunto y producir un campo de flujo magnético.
6. Diagrama unifilar. Es aquel en el que con líneas sencillas y símbolos simplificados indican la estructura y los dispositivos componentes o partes de un circuito eléctrico.
7. Estator. La porción que incluye y soporta las partes estacionarias de una máquina rotatoria. El estator incluye las porciones estacionarias del circuito magnético, las guías y devanado asociados.
8. Generador. Una máquina que convierte energía mecánica en energía eléctrica.
9. Hogar. Es una cámara en la cual se lleva a cabo la combustión.
10. Pozo caliente. Un tanque para recibir condensado de varias fuentes en su viaje de regreso a la caldera, a través del sistema de agua de alimentación.
11. Sistema de excitación. La fuente de la corriente de campo para la excitación de una máquina eléctrica principal, incluyendo medios para su control.
12. Sistemas polifásicos. Un sistema polifásico está formado por dos o más tensiones iguales con diferencias de fase constantes que suministran energía a las cargas conectadas a las líneas. En un sistema de tres fases, la diferencia de fase entre las tensiones es de 120° .

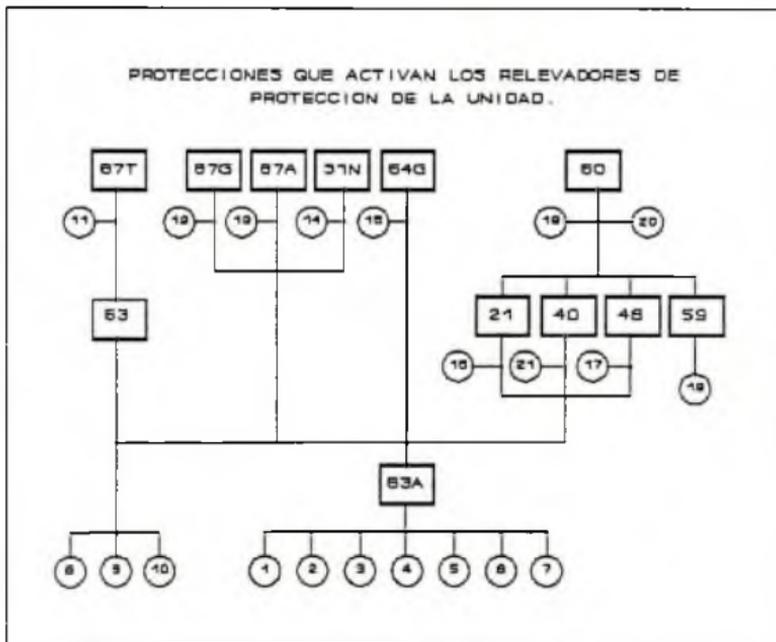
13. Sobrecarga. Condición de operación de un equipo en la que se demanda una potencia en exceso de la nominal, cuando dicha condición persiste durante suficiente tiempo para causar daños o sobrecalentamientos perjudiciales. Una sobrecarga no incluye condiciones de cortocircuito o fallas a tierra.
14. Sobrecorriente. Cualquier valor de corriente que exceda a la corriente nominal de un equipo. Puede resultar de una sobrecarga, de un cortocircuito o de una falla a tierra.
15. Sobrevoltaje. Un voltaje arriba del voltaje normal o el voltaje de operación máximo de un dispositivo o circuito.
16. Tap. Una conexión disponible que permite cambiar la porción activa del dispositivo en el circuito.
17. Transformadores de corriente y potencial. Los relevadores de protección del tipo de CA están accionados por corrientes y tensiones suministradas por transformadores de corriente y potencial. Estos transformadores proporcionan aislamiento contra la alta tensión del circuito de potencia, y alimentan también a los relevadores con magnitudes proporcionales a aquellas del circuito de potencia, pero lo suficientemente reducidas en magnitud para que los relevadores puedan hacerse relativamente pequeños y no costosos.

APENDICE B

PROTECCIONES QUE ACTIVAN LOS RELEVADORES.

El diagrama siguiente muestra a los relevadores de protección del generador y de los transformadores en donde se indican a los demás relevadores que activan cuando se presenta una condición anormal. Este diagrama se obtuvo de los Diagramas Eléctricos de la unidad de referencia, y la nomenclatura es la siguiente:

1. Transferencia automática del bus de reserva.
2. Circuito de disparo del interruptor 152-1E04.
3. Circuito de disparo del interruptor de potencia 452-11.
4. Circuito de disparo del interruptor de potencia 452-12.
5. Circuito de disparo de la turbina.
6. Circuito de disparo del interruptor de campo.
7. Circuito de disparo del interruptor 152-1W06.
- 8 a 10. Bomba de aceite del transformador principal A,B y C fuera.
- 11 a 18. Anunciadores críticos.
19. Anunciador precrítico.
20. Circuito del regulador automático de voltaje.
21. Circuito de disparo de la turbina.



BIBLIOGRAFIA.

BIBLIOGRAFIA.

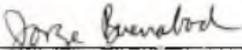
- 1.- "ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELECTRICAS".
Werner G. Doehner S., Lauro Castellanos C.
Centro Editorial de la Comisión Federal de
Electricidad (1985).
- 2.- "PROTECCION DE SISTEMAS DE POTENCIA E INTERRUPTORES".
B. Ravindranath, M. Chander.
Editorial Limusa (1980).
- 3.- "COMPUTER RELAYING FOR POWER SYSTEMS".
Arun G. Phadke and James S. Thorp.
(1989).
- 4.- "MODERN POWER SYSTEM ANALYSIS".
Turan Gaen.
Editorial Wiley. (1989).
- 5.- "PROTECTIVE RELAYS APPLICATION GUIDE".
Published by GEC Measurement (1985).

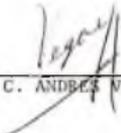
ARTICULOS TECNICOS.

- a). "IEEE TUTORIAL COURSE: COMPUTER RELAYING".
Author: M.S.Sachdev. Senior Member IEEE.
Source: IEEE Power System Research Group, 1979.
- b). "RECENT DEVELOPMENT OF DIGITAL PROTECTIVE RELAYING
EQUIPMENT".
Author: Takao, Kubo ; Yoshihiro Sano; Atsumi Watanabe
Source: Hitachi Review Vol.33 (1984).
- c). "RECENT ADVANCES IN DIGITAL PROTECTION".
Author: Y.Sekine ; M.Hatata and T.Yoshida.
Source: Electrical Power & Systems, July 1984.
- d). "TOOLS FOR COMPUTER-AIDED DEVELOPMENT OF MICROPROCESSOR
BASED POWER SYSTEM RELAYS".
Author: Wood,H.C.; Sachdev,M.S.; Sidhu,T.S.
Source: IEEE Industry applications Society Annual
Meeting (Oct. 1987) pp: 1733-8 vol.2.

- e). "PROTECTIVE RELAYING FOR POWER SYSTEMS".
Author: Horowitz, S.H.
Source: IEEE Press, New York, 1980.
- f). "DIGITAL COMPUTER CAN DO THE JOBS THE PROTECTIVE DEVICES DO FOR THE ELECTRICAL SYSTEM".
Author: Subrata Ray; Chow, H.Z.
Source: Members of IEEE (1984).
- g). "INVESTIGATION IN ELECTRICAL POWER SYSTEMS PROTECTION USING DIGITAL COMPUTERS".
Author: Grover, James Elliot.
Source: Ohio University. Vol. 42/10-B of Dissertation Abstracts International (1981).
- h). "DIGITAL PROTECTION (MICROPROCESSOR BASED RELAYS)".
Author: Gururaj, K.; Dullu, A.; Suresh, S.
Source: SWICON-88 2nd. International Seminar on Switchgear and Controlgear (1988).
- i). "MICROPROCESSOR-BASED PROTECTION FOR LARGE GENERATORS".
Author: Tao, Huiliang.
Source: University of New South Wales (Australia).
Vol. 48/03-B of Dissertation Abstracts International (1986).
- j). "A MICROPROCESSOR BASED CURRENT-DIFFERENTIAL PROTECTION".
Author: Wheatley, J.M.
Source: Fourth International Conference on Development in Power Protection (1988).
- k). "ON-LINE PROTECTIVE OF POWER TRANSFORMER USING MICROPROCESSOR".
Author: Singhal, A.; Singhal L.P.
Source: Indian Inst. of Technology, Kampur, India.
Electrical Engineering Division. v 69 pt 2 (Oct. 1988) p 52-58.
- l). "INTEGRAL APPROACH TO THE PROTECTION OF POWER TRANSFORMERS BY MEANS OF A MICROPROCESSOR".
Author: Degen, A.J. ; Langedijk, J.J.M.
Source: Electrical Power & Energy Systems Vol. 7 no. 1 (Jan 1985) pp.:37-47.
- m). "MICROPROCESSOR RELAYS PROVIDE RELIABLE PROTECTION".
Author: Ohlen, C.
Source: Modern Power System (USA) (May. 1986) vol 6, no. 5 pp.: 19-21.

El jurado designado por la Sección de Computación del Departamento de Ingeniería Eléctrica del Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional, aprobó esta tesis el 19 de marzo de 1991


M. EN C. JORGE BUENABAD CLÁVEZ


M. EN C. ANDRÉS NEGA GARCÍA


M. EN C. DOMITILLO LIBREROS

CENTRO DE INVESTIGACION Y DE ESTUDIOS AVANZADOS DEL
INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

BIBLIOTECA DE INGENIERIA ELECTRICA
TECNA DE DEVOLUCION

El lector está obligado a devolver este libro
antes del vencimiento de préstamo señalado
por el último sello.

DEVOLUCION

