

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



**FUNDAMENTOS DE OPERACION, MANTENIMIENTO
Y PRUEBAS DE EQUIPOS ELECTRICOS EN
LA INDUSTRIA.**

TESIS

**EN OPCION AL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

PRESENTA

ING. EUDOCIO RODRIGUEZ GARCIA

**SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L.
DICIEMBRE DE 1996**

TM

Z5853

.M2

FIME

1996

R62



1020118277



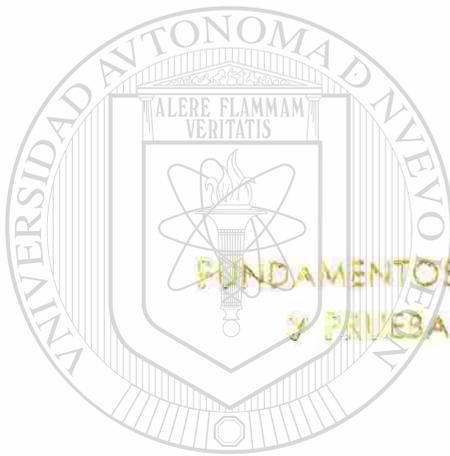
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



FUNDAMENTOS DE OPERACION, MANTENIMIENTO
Y PRUEBAS DE EQUIPOS ELECTRICOS EN
LA INDUSTRIA

TESIS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

EN OPCION AL GRADO DE

MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
DIRECCION GENERAL DE BIBLIOTECAS
CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA

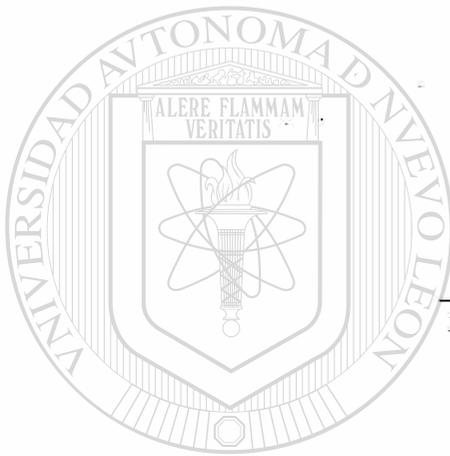
PRESENTA

ING. EUDOCIO RODRIGUEZ GARCIA

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L.
DICIEMBRE DE 1996

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST- GRADO

Los miembros del comite de tesis recomendamos que la presente tesis realizada por el **Ing. Eudocio Rodriguez Garcia** sea aceptada como opción para obtener el grado de Maestro en Ciencias de la Ingenieria Eléctrica con especialidad en Potencia.



El comité de tesis

M.C. Evelio P. González Flores
Asesor

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

M.C. Vicente Cantú Gutierrez
Coasesor

M.C. Roberto Villarreal Garza
Coasesor

Division de Estudios de Posgrado
Vo. Bo.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FONDO TESIS



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



A Dios:

Por su amor, y por haberme permitido realizar este trabajo

UANL

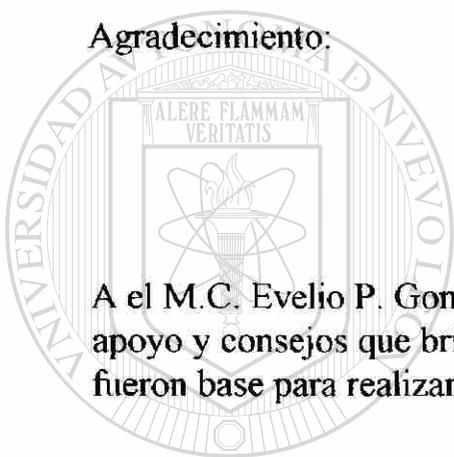
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Agradecimiento:

A el M.C. Evelio P. González Flores por haber sido mi asesor y por todo el apoyo y consejos que brindó en la dirección del desarrollo de esta tesis , que fueron base para realizarla.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

A el M.C. Vicente Cantú Gutierrez y al M.C. Roberto Villarreal Garza por sus valiosas atenciones que le dedicaron a la elaboración de este trabajo.



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Dedicatoria:

A mi Esposa :

Yolanda Quintanilla Esparza

Por todo el amor y apoyo que siempre me ha brindado.



A mi Hija :

U A N L

Marcela M. Rodriguez Quintanilla

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Por todo lo que significa para mi.

INDICE

Página

Prólogo.....	A
Introducción.....	B
Capitulo 1.- Introducción a los equipos eléctricos mantenimiento y pruebas	1
Capitulo 2.- Mantenimiento preventivo en equipos eléctricos	19
Capitulo 3.- Pruebas de equipos eléctricos de corriente alterna	32
Capitulo 4.- Fundamentos de operación de relevadores de protección.....	43
Capitulo 5.- Descripción de la protección direccional diferencial y sobrecorriente.....	56
Capitulo 6.- Mantenimiento y pruebas a relevadores de protección.....	85
Bibliografía.-.....	86
Conclusiones.-.....	87

PROLOGO

El crecimiento en la demanda eléctrica en las ciudades, tanto en la población como en la industria tiene por consecuencia que las redes de distribución de las compañías generadoras y suministradoras se preocupen de una mayor calidad en sus suministros ya que con esto se logra una productividad en constante aumento, que resulta en un beneficio que impacta en el crecimiento de la economía de nuestro país.

Como consecuencia de lo anterior los sistemas eléctricos para su buen funcionamiento depende en gran parte de los mantenimientos preventivos y correctivos así como de la aplicación apropiada de las protecciones eléctricas que garanticen un funcionamiento confiable y seguro de estos sistemas.

Las empresas actualmente se preocupan en forma sistemática de que sus departamentos de mantenimiento, ingeniería, producción, etc... estén actualizados y conscientes de la importancia de tener programas de mantenimientos rutinarios en todas estas áreas.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

Por lo expuesto, este trabajo lleva la intención también de brindar al ingeniero que se inicia en este campo, una información y herramientas que le puedan ser de utilidad para enfrentar los problemas en el transcurso de su que hacer profesional en las áreas de protección, mantenimiento y coordinación.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de esta tesis tiene la finalidad de brindar información a las personas relacionadas en el área de la ingeniería eléctrica sobre los fundamentos de los mantenimientos y pruebas que deben de hacerse a los equipos eléctricos para su buen funcionamiento.

Se incluye también los principios y fundamentos básicos de la operación, funcionamiento y aplicación de los diferentes tipos de relevadores de protección, así como de las diferentes pruebas y recomendaciones que deben seguirse en la instalación, mantenimiento y protección de un sistema eléctrico de potencia.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN[®]
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO.- 1

INTRODUCCIÓN A LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS, MANTENIMIENTO Y PRUEBAS

1.1. INTRODUCCIÓN

Cuando los equipos eléctricos son instalados y puestos a funcionar, es normal el proceso de deterioro que estos empiezan a tener. Si el deterioro no es revisado de una manera sistemática puede causar fallas y malos funcionamientos.

En suma, los cambios de carga o alteración en los circuitos puede suceder en general sin haberse planeado y que puede resultar en una instalación inapropiada de dispositivos de protección en los circuitos. El propósito de un mantenimiento eléctrico preventivo y un programa de pruebas deberán ser admitiendo, para proveer los medios correctivos. Con un mantenimiento preventivo y un programa de pruebas, el peligro potencial que puede causar la falla de un equipo o la interrupción de un servicio eléctrico puede ser detectada y corregida. También un programa de mantenimiento preventivo y de pruebas deberá minimizar el peligro en la vida del equipo que puede resultar de una falla cuando no se da un mantenimiento apropiado. Propiamente un mantenimiento adecuado a los equipos reduce o minimiza las fallas catastróficas.

Este programa consiste en hacer inspecciones de rutinas, pruebas, reparaciones en equipos tales como transformadores, cables, interruptores y periféricos como circuitos de control, relevadores e instrumentos de señalamiento y medición

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

1.2 PORQUÉ HACER MANTENIMIENTO Y PRUEBAS

Un programa organizado de mantenimiento y pruebas, minimiza accidentes, reduce paros de empresas, y prolonga el tiempo de falla en los equipos eléctricos. Las ventajas pueden ordenarse en directas e indirectas. Las **ventajas directas** son los beneficios efectivos de los equipos y el aprovechamiento mejor del personal de seguridad y propiedades de las empresas. Las **ventajas indirectas** están relacionadas con un mejor estado de ánimo de los empleados, incremento en la habilidad, en la fabricación y productividad. La detección de las deficiencias en el sistema original causadas por cambios en las cargas hechas en el sistema.

1.3 PLANEACIÓN DE UN PROGRAMA (MEPP) MANTENIMIENTO ELÉCTRICO PREVENTIVO Y PRUEBAS

Hay consideraciones administrativas, económicas y técnicas, aunados a otros requerimientos que necesitan ser disutados y entendidos para desarrollar un programa de mantenimiento. Revisemos estos términos desde un punto de vista adecuado para desarrollar un programa de mantenimiento efectivo y comprensivo. Las partes principales de un programa de mantenimiento pueden ser clasificados dentro de las consideraciones de administración de mantenimiento, requerimientos técnicos y estos términos deberán ser incluidos en el programa (MEPP).

CONSIDERACIONES DE ADMINISTRACION DE MANTENIMIENTO

El diseño de cualquier programa de mantenimiento deberá contener objetivos definidos de la dirección de la planta.

El mantenimiento es como un seguro, que no deberá ser en forma directa reembolsable sino que nos permita que su costo sea agregado al costo de un producto final. La administración de una empresa deberá generalmente estar consciente de la necesidad de un buen programa de mantenimiento y deberá mostrar a su personal de mantenimiento eléctrico que un programa de pruebas y mantenimiento es justificable.

La planeación de un programa (MEPP) deberá incluir las ventajas de los mantenimientos, costos de los mismos, pérdidas en la productividad debido a las fallas en los equipos. La planeación de un programa (MEPP) deberá incluir suministros de equipos de pruebas, herramientas, traslado de personal, tiempos requeridos para llevar a cabo inspecciones, para un programa (MEPP), deberán tomarse en cuenta los pasos siguientes:

Determinar los factores que forman las bases del mantenimiento, así como necesidad de una producción continua.

Encaminar y consolidar los datos de los equipos quedan fuera de servicio y el costo por pérdida de producción. Hacer un análisis de costos y la conveniencia de los beneficios de un mantenimiento planeado.

Establecer prioridades en el mantenimiento eléctrico. Esto consiste en la secuencia de producción en línea, determinar los equipos más importantes y los menos importantes.

Establecer las mejores técnicas de mantenimiento. Esto involucra seleccionar los mejores métodos de mantenimiento y el personal para el manejo de los equipos a utilizar.

Hacer un calendario de este programa (MEPP).

Determinar costos y beneficios. Analizar las funciones del programa (MEPP) en forma periódica.

Después de que el programa (MEPP) ha sido implementada es esencial que contenga cinco elementos: responsables, inspección, calendarios, orden de trabajo y archivo de reportes.

Responsabilidades

Las responsabilidades de un programa (MEPP) deberán ser claramente definidas por la organización de la empresa con trabajos definidos por áreas. Cada uno de los departamentos deberá ser informado de las responsabilidades asignadas por la organización.

Inspección

La inspección es la llave para cualquier programa de mantenimiento. Con anticipación suficiente deberá verificarse una inspección de las condiciones de nuevos equipos instalados. El propósito de la inspección es el de tener un avance en cuanto a las condiciones de nuevos equipos instalados. El propósito de la inspección es el de tener un avance en cuanto a las condiciones de los equipos, pudiéndose por ejemplo detectar deterioros, y hacerse una reparación a un reemplazo de los mismo antes de que suceda una falla.

Calendarios

Para llevar a cabo un mantenimiento hay que definir un calendario o fecha que deberá quedar establecida para ejecutarse. Las fechas de mantenimiento serán basados en los mínimos tiempos que estarán fuera de servicio las diferentes áreas de operación. <Las fechas para inspección mantenimientos de rutina, dependen de varios factores como: edad de los equipos, frecuencia de operación, horas de servicio, condiciones de trabajo, y requerimientos de seguridad.

Ordenes de trabajo

Las ordenes de trabajo son requeridas por el jefe de mantenimiento o área y pueden ser establecidos por inspección de rutina que dan una información concerniente al estado de los equipos.

Archivo de reportes

El éxito de un programa de mantenimiento planeado depende en mucho de la importancia que se de a este evento por la administración de la empresa, jefes y personal de mantenimiento. Para hacer un programa efectivo es imperativo que el mantenimiento y pruebas de todos los equipos deberán ser completos y poder determinar la vida de estos equipos. Todos los formatos y reportes deberán ser archivados y tener acceso a ellos en caso de ser necesarios para cualquier problema suscitado en el área de estos equipos.

REQUERIMIENTOS TECNICOS

Los requerimientos técnicos pueden ser establecidos como sigue:

- a) Examinar el equipo de la planta
- b) Hacer un listado del equipo en orden de importancia
- c) Hacer un plan para llevar a cabo un programa (MEPP) con una frecuencia regular.
- d) Desarrollar instrucciones y procedimientos para el programa (MEPP)

Examinar el equipo de la planta

Para llevar a cabo un programa efectivo de (MEPP) es necesario tener datos acerca de la potencia del sistema eléctrico. Esto deberá incluir diagramas unifilares, estudio de coordinación de corto circuito, diagramas de alambros de control, y otros datos que pueden ser usados como puntos de referencia para mantenimientos futuros y pruebas.

El propósito de estos diagramas es tener un documento en forma oficial de los circuitos de instalación de los diferentes equipos.

Procesos o diagramas de flujo:

Es un diagrama conceptual de la función interrelacionada entre los equipos.

Diagrama de bloque:

Es un grupo interconectado de bloques, cada uno del cual representa un elemento del sistema.

Diagrama unifilar:

Muestra por medio de simples líneas y símbolos gráficos, el flujo de la potencia eléctrica o el curso de los circuitos eléctricos y como están ellos interconectados. Un diagrama unifilar típico es mostrado en la figura 1.1.

Diagrama esquemático:

Muestra todos los circuitos y dispositivos de los elementos de los equipos. Este diagrama enfatiza los dispositivos de los elementos y sus funciones y siempre muestra mediante líneas a todos los dispositivos de un modo desenergizado. Un diagrama típico de los elementos se muestra en la figura 1.2(a)

Diagrama de secuencia de control:

Es una descripción de la posición de los contactos o conexiones que son hechos para cada una de las posiciones del control de los dispositivos.

Diagrama de cableado:

Localiza e identifica dispositivos eléctricos, terminales y cables interconectados y ensamblados. Este diagrama muestra cables interconectados por líneas y terminales. Un diagrama típico es mostrado en la figura 1.2(b)

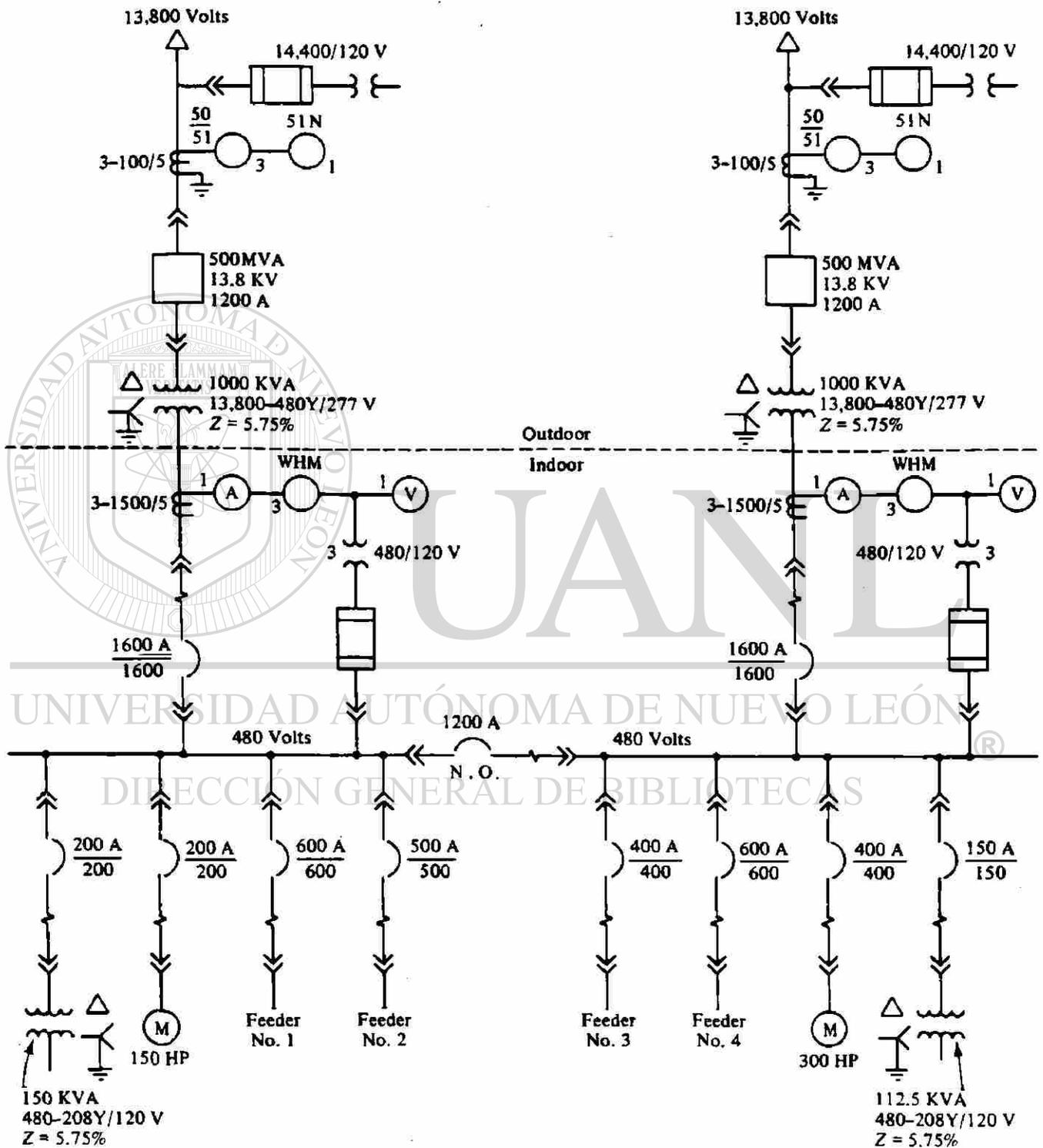
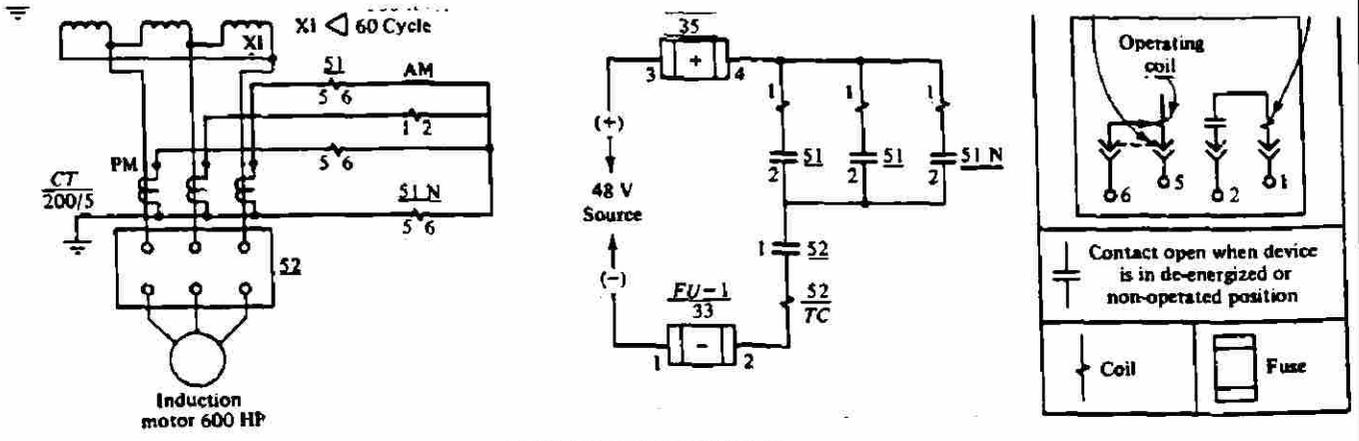
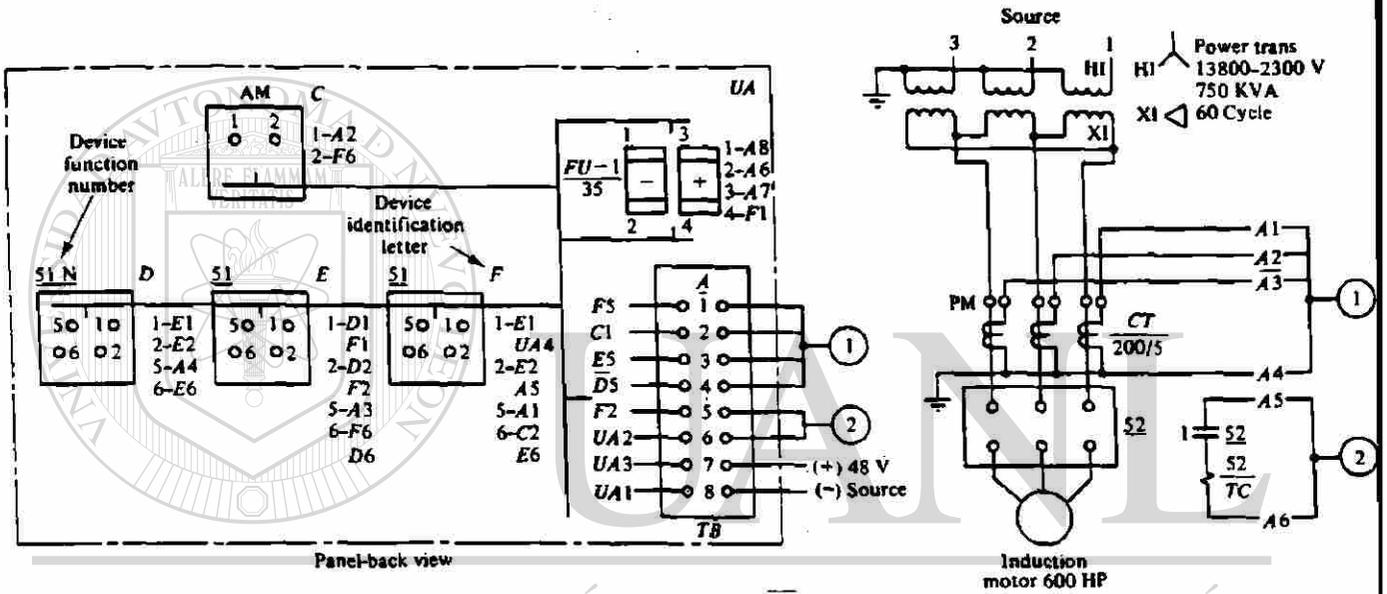


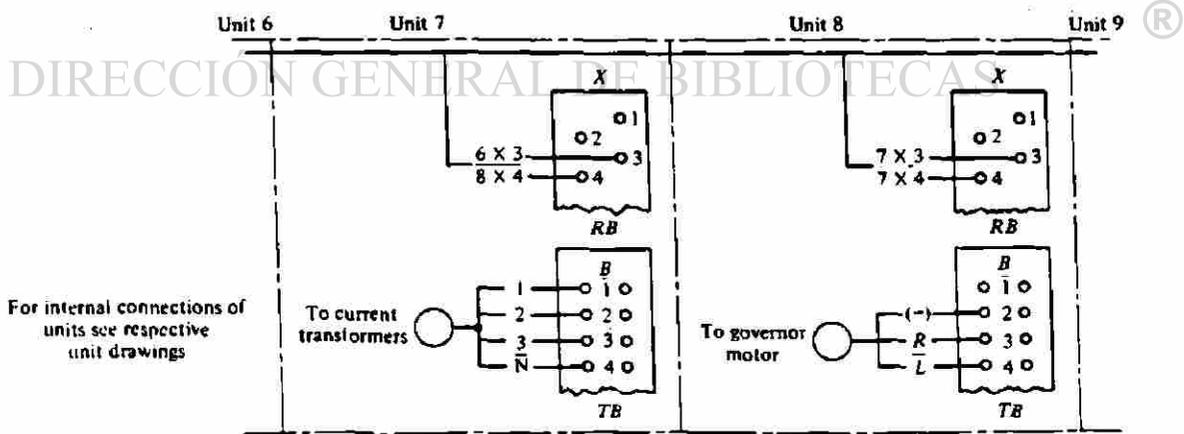
FIG. 1.1



(a) Elementary control diagram



(b) Connection diagram



(c) Interconnection diagram

FIG. 1.2

Diagrama de interconexión:

Muestra solamente las conexiones externas entre los controles y equipos asociados o entre varias unidades de equipos ensamblados o asociados a un mismo interruptor como se muestra en la figura 1.2 (c).

Estudio de coordinación de corto circuito:

Los datos del sistema eléctrico de potencia, diagramas y cableados son necesarios durante el mantenimiento y pruebas de equipos eléctricos. Esto involucra información y datos relativos a dispositivos de protección y relevadores. De esta forma los datos son generalmente encontrados en un estudio de coordinación de corto circuito y abarca generalmente encontrados todos los valores de corto circuito posibles en el sistema de potencia, relevadores, y en los dispositivos de disparo. Normalmente, este estudio es llevado a cabo durante la fase de construcción de la instalación eléctrica.

1.4 QUE DEBE SER INCLUIDO EN UN PROGRAMA (MEPP)

El programa de mantenimiento eléctrico preventivo y pruebas deberá abarcar las actividades siguientes:

- Mantenimiento eléctrico preventivo y pruebas
- Reparaciones eléctricas
- Análisis de fallas

Para tener una operación eficiente y efectiva es esencial considerar estas tres actividades que se mencionan.

Mantenimiento eléctrico preventivo y pruebas:

Esta actividad involucra inspección, limpiezas, ajustes y pruebas de equipos para asegurar una operación sin problemas hasta la siguiente fecha de mantenimiento.

El mantenimiento preventivo y pruebas puede predecir o impedir fallas de piezas de algún equipo y que pueden ser reemplazados a tiempo.

Reparaciones Eléctricas:

La reparación de equipos eléctricos y máquinas periféricos asociados con la producción de una planta es un requisito fundamental de un buen programa de mantenimiento. El mantenimiento deberá llevarse a cabo en forma expedita y económica. El objetivo básico del programa de mantenimiento deberá evitar tiempos fuera (sin trabajar) de los equipos o máquinas de producción.

Análisis de Fallas:

Las fallas de los equipos eléctricos deberán ser analizadas para entender y valorar los tiempos fuera de los mismos a no ser que la causa de la falla sea obvia, la calidad de los equipos deberá ser cuestionada. La tendencia a ignorar un mantenimiento en forma regular y pruebas bajo un calendario o fecha puede resultar caro. Por lo tanto los equipos aunque estén bien diseñados pueden en cualquier momento fallar por esta falta de atención.

TIPOS DE METODOS DE PRUEBAS

Las pruebas en los equipos eléctricos involucra revisar el aislamiento de los sistemas, propiedades eléctricas y otros factores relacionados con la operación total del sistema de potencia. Por lo tanto las pruebas de los equipos eléctricos pueden ser enumeradas como sigue:

- Pruebas de aislamiento de estado sólido
- Pruebas de dispositivos de protección
- Pruebas de aislamiento en líquidos (Aceites)
- Análisis de tiempos de disparo en interruptores
- Pruebas de resistencia de tierra
- Pruebas y análisis de gases
- Pruebas de inspección infrarrojo (rayos)

Pruebas de aislamiento de estado sólido:

El aislamiento puede ser de cualquier material dieléctrico (sólido, líquido o gas) y que prevenga flujo eléctrico entre puntos de diferente potencial. Las pruebas de aislamiento son hechos para determinar la integridad del medio de aislamiento. Esto consiste generalmente en aplicar un alto potencial de voltaje y determinar mediante pruebas la corriente de fuga que fluye bajo estas condiciones de prueba. Una corriente excesiva de fuga puede indicar las condiciones de deterioro y un inminente peligro de falla. Las pruebas de aislamiento pueden hacerse aplicando cualquiera de los siguientes voltajes:

- Voltaje de corriente directa (DC)
- Voltaje de corriente Alterna (AC)

Las pruebas de aislamiento de estado sólido pueden agruparse en dos categorías (No destructivos y destructivos) respectivamente. La prueba destructiva puede causar que el equipo que se está sometiendo a prueba pueda quedar inservible. La prueba no destructiva es llevada a cabo mediante la aplicación de bajos voltajes y el equipo sometido a prueba raramente es dañado. La prueba de alto potencial de corriente alterna es una prueba en la cual el voltaje es subido (levantado) hasta un nivel especificado. Si el equipo falla o muestra una corriente de fuga excesiva, el equipo bajo prueba queda inservible (inutilizable). Si el equipo no falla entonces ha parado la prueba. Esta prueba indica si el equipo es lo nuevo o malo. Esto no indica con cuanto margen de seguridad la prueba ha sido pasada (aceptada) por mi equipo.

La prueba de alto potencial de corriente directa puede indicar que el equipo está apto para funcionar en el presente pero puede fallar en el futuro. La prueba de corriente directa es hecho para obtener información para un análisis en un periodo de tiempo como base. Con una prueba de corriente directa, la corriente de fuga es medida durante el proceso de la prueba y comparado con los valores de las corrientes de fuga obtenidos en pruebas previas.

Algunas de las ventajas y desventajas de las pruebas de alto potencial de corriente directa son los siguientes:

VENTAJAS

La prueba de corriente directa es preferida en equipo cuya carga capacitiva es muy alta, tal como los cables.

El esfuerzo considerado en un voltaje de corriente directa (dc) es mucho menos dañino que en un voltaje de corriente alterna (ac).

El tiempo de aplicación de un voltaje de corriente directa (dc) no es tan crítico como el voltaje de corriente alterna (ac).

La prueba puede ser detenida antes de que falle el equipo.

Las pruebas pueden ser tomadas con la frecuencia adecuada

No es necesario hacer pruebas de aislamiento de resistencia en forma separada de una prueba de sobrepotencial de corriente directa (dc).

DESVENTAJAS

La distribución de esfuerzo para transformadores, motores y generadores es diferente para un voltaje de corriente directa que para un voltaje de corriente alterna.

La carga residual después de una prueba de voltaje de corriente directa es más dañina al ser descargada.

El tiempo requerido para hacer una prueba de alto potencial de corriente directa es más largo que en corriente alterna.

PRUEBAS DE AISLAMIENTO DE ESTADO SOLIDO EN VOLTAJE CD

Antes de que entendamos las diferentes pruebas que se hacen con un voltaje de corriente directa, permítanos echar un vistazo a las corrientes varias que tienen lugar cuando un voltaje de corriente directa es aplicado a través de un aislamiento de estado sólido. Esas corrientes son las siguientes:

- Corrientes de carga capacitiva
- Corriente de absorción dieléctrica
- Corrientes de fuga (de superficie)
- Corriente parcial de descarga (corona)
- Corriente de fuga volumétrica
- Corriente de Carga Capacitiva:**

La corriente de carga capacitiva es tan alta como el voltaje que es aplicado y puede ser calculada por la fórmula:

$$i_g = E e^{-t/rc} / R$$

- donde:
- i_g = Corriente de carga capacitiva
 - e = Voltaje en Kilovoltios
 - R = Resistencia en mega ohms
 - C = Capacitación en microfaradios
 - T = Tiempo en segundos

La corriente de carga es una función del tiempo y puede decrecer al tiempo que es aplicado el voltaje en forma creciente. Esto es que la corriente de carga inicial y por lo tanto no debe evaluarse en el tiempo que el voltaje es aplicado. Las lecturas de esta prueba no deben ser tomadas hasta que la corriente haya descendido hasta un valor suficientemente bajo.

Corriente de Absorción Dieléctrica

La corriente de absorción dieléctrica es tan alta como el voltaje de prueba es aplicado y decrece a medida que el tiempo de aplicación del voltaje aumenta.

Esta corriente puede ser calentada mediante la fórmula

$$i_a = VCDT^{-n}$$

- donde:
- i_a = Corriente de absorción dieléctrica
 - V = Voltaje de prueba en kilovoltios
 - C = Capacitancia en microfaradios
 - D = Constante de proporcionalidad
 - T = Tiempo en segundos
 - n = Constante

Las lecturas de esta corriente deberán medirse hasta que haya descendido lo suficiente.

Corriente de Fuga (de superficie)

Las corrientes de fuga de superficie es debida a la conducción sobre la superficie es debida a la conducción sobre la superficie del aislamiento y donde hay puntos a tierra. Esta corriente no es deseada en los resultados de las pruebas y por lo tanto deberán ser eliminadas limpiando cuidadosamente la superficie de los conductores, para eliminar trayectorias a esta corriente de fuga.

Corriente Parcial de Descarga

La corriente parcial de descarga también conocida como la corriente corona, es causada por los sobre-esfuerzos en los quiebres de los conductores debido a la prueba de alto voltaje. Esta corriente no es deseable y deberá ser eliminada mediante una protección o blindaje sobre los puntos de esfuerzos durante las pruebas.

Corriente Volumétrica de Fuga

La corriente volumétrica de fuga que fluye a través del volumen mismo del aislamiento y es de importancia primaria. Esta es la corriente que es usada para evaluar la condiciones del aislamiento que está sometido a prueba. El tiempo de la prueba deberá permitir que la corriente volumétrica se estabilice antes de tomar las lecturas de la misma.

La corriente total que es el promedio de todas las corrientes de fuga es presentada en la fig. 1.3 después de ver como puede afectar a los aislamientos las pruebas de voltaje de corriente directa, permítanos echar un vistazo a las varias pruebas que pueden hacerse con este voltaje. Dos pruebas pueden ser hechas en estado sólido con la aplicación de este voltaje.

Prueba de la resistencia de aislamiento
Prueba de voltaje de alto potencial

Prueba de Resistencia de Aislamiento

Esta prueba se hace aplicando voltajes de 100 a 5000 volts. El instrumento usado es un megóhmetro con mecanismo manual, motorizado o electrónico, el cual indica la resistencia de aislamiento en megóhms.

La calidad del aislamiento es evaluada tomando como base un nivel de resistencia de aislamiento. El aislamiento puede variar, dependiendo de la temperatura, humedad y otros factores ambientales. Por lo tanto las lecturas de las pruebas deberán ser corregidas de acuerdo con un standard de humedad y temperatura. Ver tabla 1-1.

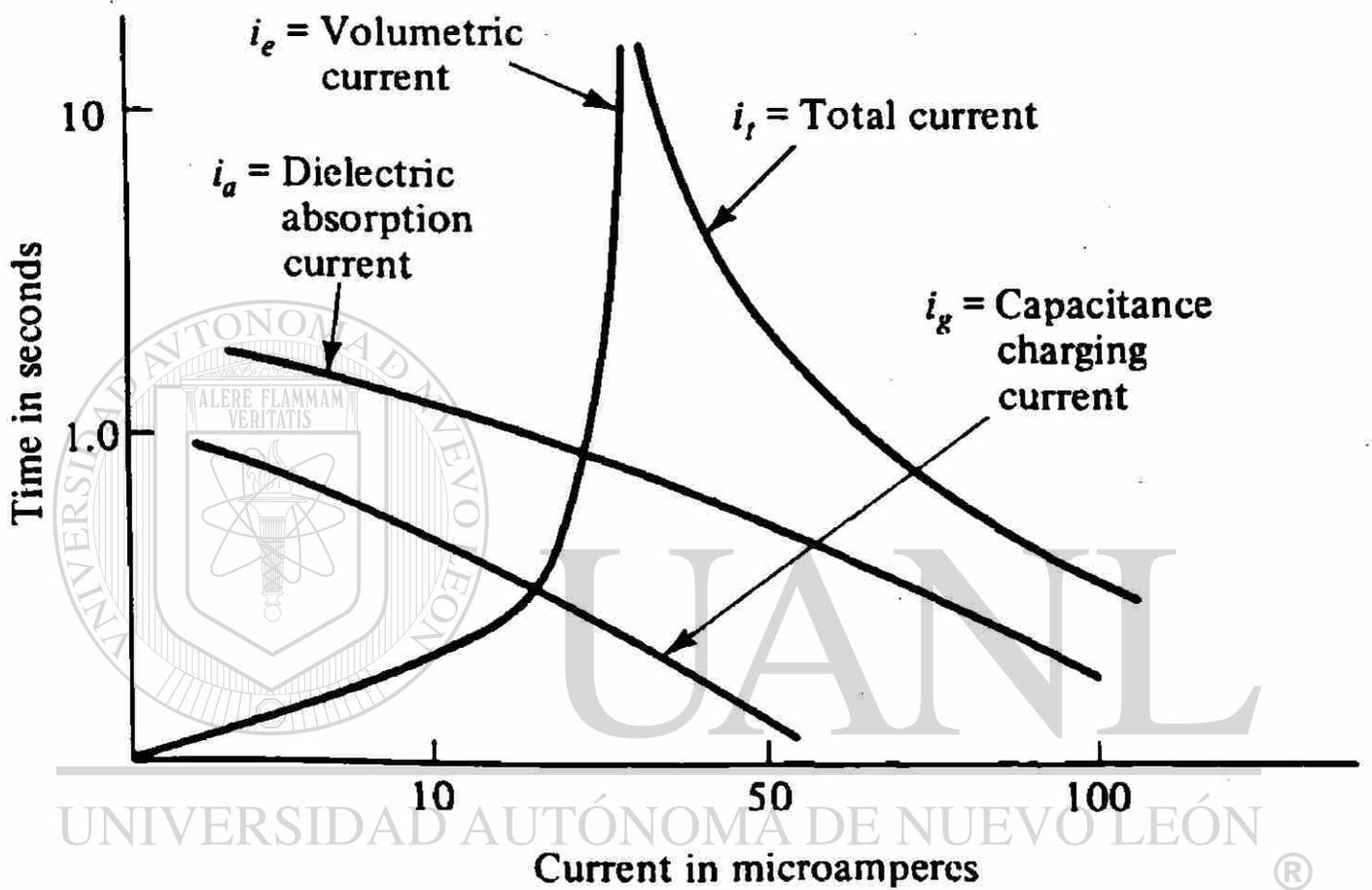


FIG. 1.3

El valor de la resistencia de aislamiento en megóhmetro es inversamente proporcional a el volumen de aislamiento en que está siendo probado. Como un ejemplo, un cable de 333 mts. longitud (1000 pies) deberá tener 1/10 de la resistencia de aislamiento de un cable de 100 pies bajo condiciones idénticas. Esta prueba nos da una indicación de el deterioro del aislamiento del sistema.

Los valores de la resistencia de aislamiento no nos indica los puntos de debilidad ni tampoco los esfuerzos dieléctricos. Sin embargo nos indican la contaminación del aislamiento y debemos preocuparnos cuando los valores de las resistencias de aislamiento son bajos.

Tabla 1.1

FACTORES DE CONVERSION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A 20 ° C
Transformador

Temperatura (° C)	Transformador	
	en aceite	tipo seco
0	0.25	0.40
5	0.36	0.45
10	0.50	0.50
15	0.75	0.75
20	1.00	1.00
25	1.40	1.30
30	1.98	1.60
35	2.80	2.05
40	3.95	2.50
45	5.60	3.25
50	7.85	4.00
55	11.20	5.20
60	15.85	6.40
65	22.40	8.70
70	31.75	10.00
75	44.70	13.00
80	63.50	16.00

Los valores medidos de las resistencias de aislamiento pueden hacerse mediante 5 métodos comunes que son:

- Lecturas de tiempo corto
- Lecturas tiempo resistencia
- Lecturas de picos de voltaje
- Prueba de absorción dieléctrica
- Prueba de clasificación de polarización

Lectura de Tiempo Corto

Esta prueba muestra simplemente el valor de la resistencia de aislamiento para una duración de tiempo corto de 30 a 60 segundos. Las lecturas que se obtengan pueden ser comparados con valores de previos que se tengan, y para interpretar los resultados se pueden comparar con tablas normalizadas a 20°C con efectos de humedad también considerados.

Lectura Tiempo-Resistencia

Un sistema bien aislado muestra un incremento continuo de los valores de resistencia sobre un periodo de tiempo en el cual un voltaje es aplicado. Por otro lado si un sistema esta contaminado con impurezas, polvo, etc., mostrara baja resistencia.

En un buen aislamiento el efecto de la corriente de absorción decrece a medida que el tiempo se incrementa. En un aislamiento malo el efecto de la corriente de absorción se traduce en una alta corriente de fuga. El método tiempo-resistencia es independiente de la temperatura y magnitud del equipo.

Las lecturas tiempo-resistencia pueden ser usadas para indicar las condiciones del aislamiento del sistema. La razón de las lecturas a 60 seg. a 30 seg. es llamada la relación de absorción dieléctrica (RAD).

$$\text{RAD} = \frac{\text{Lecturas de resistencia a 60 seg.}}{\text{Lecturas de resistencia a 30 seg.}}$$

Una relación (RAD) abajo de 1.25 en motivo de una investigación o una reparación de un aparato eléctrico, usualmente las lecturas (RAD) son manejadas con un megóhmetro.

Lecturas de Picos de Voltajes

En este método el voltaje es aplicado en forma de picos para que el aislamiento que está bajo prueba, sea fijado por un voltmetro. A medida que el voltaje es incrementado los puntos débiles de aislamiento deberán mostrar resistencias bajas que obviamente no muestran con bajos niveles de voltaje. Residuos, polvos, y otros contaminantes pueden ser detectados a niveles de voltaje bajos, esto es más abajo de los voltajes de operación, mientras que un daño físico, un aislamiento malo, etc., solo pueden ser detectados con altos voltajes. La prueba de Picos de voltaje es muy valiosa si es hecha en forma periódica.

Prueba de Absorción Dieléctrica

La prueba de absorción Dieléctrica es hecha con voltajes mucho más altos que las usadas en las pruebas de resistencia de aislamiento ya que son valores del orden de 100 kilovoltios. Bajo esta prueba el voltaje es aplicado por un periodo de tiempo de 5 a 15 minutos. Las lecturas de resistencia de aislamiento y corrientes de fuga son tomadas periódicamente. La prueba es evaluada tomando como base la resistencia de aislamiento. Si el aislamiento está en buenas condiciones, la resistencia de aislamiento deberá incrementarse a medida que la prueba es desarrollada. La prueba de absorción dieléctrica es independiente del volumen y la temperatura del aislamiento que esta bajo prueba.

Prueba de Clasificación de Polarización

La prueba de clasificación de polarización es una aplicación especializada de la prueba de absorción dieléctrica. La clasificación de polarización es la razón de la resistencia de aislamiento en 10 minutos a la resistencia de aislamiento en 1 minuto. Una clasificación de polarización menor de 1 indica deterioro en el equipo y necesita un mantenimiento inmediato. Esta prueba es usada para cables, transformadores y máquina giratorias.

Prueba de Voltaje de Alto-Potencial

Una prueba de voltaje de alto-potencial de corriente directa es un voltaje aplicado a través del aislamiento como una cresta de voltaje por encima del voltaje de operación (1.41 veces). Esta prueba de voltaje puede ser aplicada como un pico de voltaje. Cuando un voltaje de alto potencial es aplicado a una prueba de absorción dieléctrica, el máximo voltaje es aplicado gradualmente en un periodo de 60 a 90 segundos. El máximo voltaje es entonces mantenido durante 5 minutos, tomando lecturas de corrientes de fuga cada minuto. Cuando esta prueba es aplicada en la prueba de Picos de voltaje, el voltaje es aplicado en incrementos iguales generalmente no menores a ocho, en el cual cada pico de voltaje es mantenido en intervalos de tiempos iguales.

El intervalo de tiempo en cada pico (o paso) deberá ser entre 1 y 4 minutos. Al final de cada intervalo la lectura de corriente de fuga y de resistencia de aislamiento son tomados antes de proceder con el siguiente pico (o paso) de voltaje. Puede trozarse de fuga o resistencia de aislamiento que nos indiquen las condiciones del aislamiento. Las pruebas de mantenimiento rutinarias son hechas con un voltaje máximo abajo de 75% del voltaje de prueba máximo permitiendo en pruebas de aceptación.

PRUEBAS DE VOLTAJE Y CORRIENTE ALTERNA DE ESTADO SOLIDO

Varias pruebas pueden ser hechas en estado sólido con la aplicación del voltaje alterno para evaluar las condiciones del aislamiento del sistema. Estos son los siguientes:

Prueba de Alto Potencial

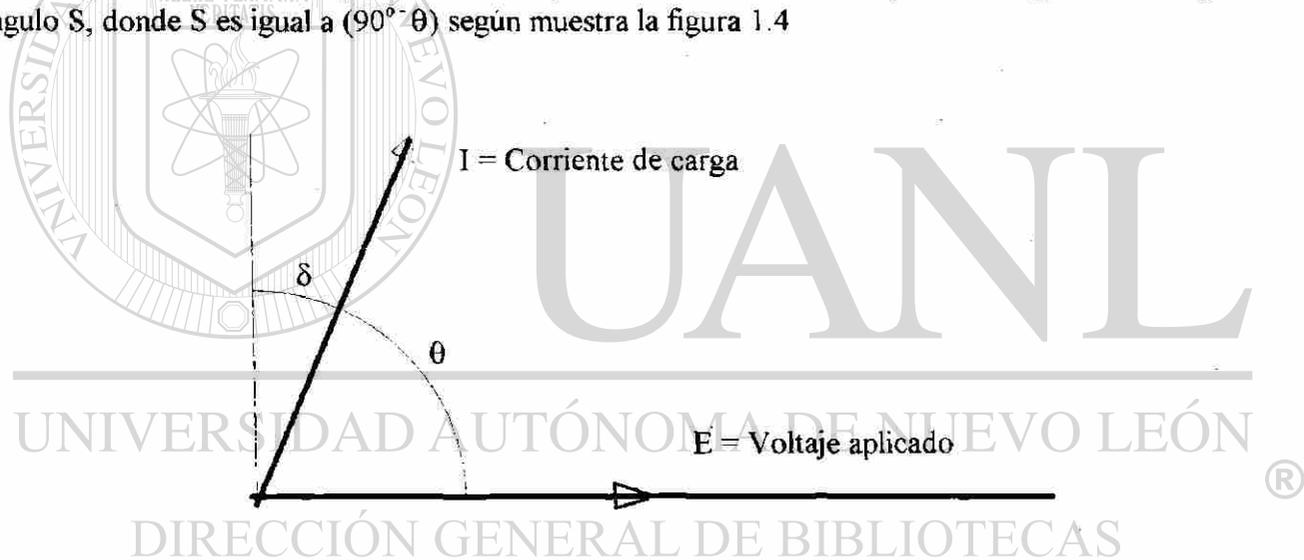
Prueba de Aislamiento del Factor de Potencia

Prueba de Alto Potencial

La prueba de alto potencial comúnmente conocida como la prueba de Hi-Pot (ac), es usualmente hecha con un voltaje superior al voltaje de operación normal del sistema por un corto tiempo, algo así como 1 minuto. Desde luego diferentes voltajes son involucrados en la operación de un sistema eléctrico de potencia y es recomendado seguir las instrucciones de manufactura a seguir un standard de valores en el desarrollo de estas pruebas.

Prueba de Aislamiento del Factor de Potencia

Cuando el aislamiento de un sistema es energizado con un voltaje de corriente alterna, el factor de potencia es igual al coseno del ángulo entre la corriente de carga y el voltaje aplicado. La evaluación está basada en el hecho de que para valores bajos de factor de potencia, el factor de disipación puede suponerse lo mismo que el factor de potencia. El factor de disipación es igual a la tangente del ángulo S , donde S es igual a $(90^\circ - \theta)$ según muestra la figura 1.4



El aislamiento del factor de potencia es una herramienta importante para determinar la calidad del aislamiento para transformadores, interruptores, máquinas giratorias, cables, reguladores y líquidos aislantes. Varias precauciones deberán tomarse en cuenta cuando se hace una prueba de factor de potencia.

El equipo bajo prueba deberá estar aislado del resto del sistema.

La prueba deberá hacerse a una temperatura superior a 32°F (0°C) y con una humedad relativa abajo del 70%.

El equipo de prueba deberá ser capaz para producir una onda senoidal de 60 ciclos a un voltaje de por lo menos de 2500v. El mínimo voltaje de prueba no deberá ser menor a 5000v. en todos los casos.

La evaluación de los datos de la prueba deberá estar basada con estándares comparativos de la industria con valores de otros equipos similares, o con resultados de pruebas previos en equipos similares.

Pruebas a Dispositivos de Protección

Las pruebas a dispositivos de protección involucra pruebas y mantenimiento de interruptores de bajo voltaje, conexiones, relevadores y equipos tales como transformadores de instrumentos y cableados de baja tensión.

La función del mantenimiento y pruebas de protección es la de asegurar que un interruptor o relevador esté en condiciones de ejecutar su función de operación. Las pruebas de los dispositivos de protección pueden ser clasificados como pruebas de rutina y verificación.

Pruebas de Aislamiento de Líquidos (aceites)

El aislamiento de líquidos usados en transformadores o en otros aparatos eléctricos están sujetos a una deterioración y contaminación en un periodo de tiempo. Esta contaminación tienen un efecto perjudicial en las propiedades del aislamiento de los devanados. Básicamente los elementos que causan el deterioro de el aislamiento de los líquidos tales como: humedad, temperatura, oxígeno y otros catalisis que resultan de reacciones químicas que producen ácidos y sedimentos, los cuales atacan el aislamiento de los líquidos. El aislamiento a base de líquidos que hoy en día está en uso son: aceites, askarel y silicona, sin embargo el uso de askarel ha sido prohibido por el alto grado de tóxicos que contiene.

Las pruebas se recomiendan regularmente para monitorear las condiciones del aislamiento de los líquidos. Se deben tomar pruebas de los líquidos de los equipos en periodos para hacer pruebas de acuerdo con los métodos de los ASTM de acuerdo a la Tabla 1-1

Tabla 1-1
Métodos de la ASTM para pruebas en los aislamientos de los líquidos.

Prueba	Métodos de pruebas ASTM
Acidez	D1534 o 1902
Color	D1500
Voltaje de Ruptura Dieléctrica	D877 (silicona askarel) D1816 Aceite
Examinación Visual	D1524 Aceites D1702 Askarel
Tensión Interfaces (únicamente aceite)	D971 D2285
Número de Neutralización	D974, D664

Análisis de Tiempo de Disparo de Interruptores

La prueba de el análisis de tiempo de disparo de un interruptor se hace para determinar el mecanismo de operación del interruptor. Esta prueba generalmente se hace con medianos y alto voltaje para determinar la posición de los contactos con relación al tiempo. Esta relación puede entonces ser usada para determinar la velocidad de operación de los interruptores para abrir y cerrar los contactos.

Prueba de Resistencia de Electrodo de Tierra

Un sistema integral de tierras es muy importante en un sistema eléctrico de potencia por las siguientes razones:

Para mantenerse un punto de potencial de referencia para los equipos y seguridad del personal.

Para proveer un punto de descarga para ondas viajeras debido a descargas atmosféricas (rayos).

Para prevenir altos voltajes excesivos debido a voltajes inducidos en los sistemas de potencia.

Por lo tanto para mantener un potencial de tierra efectivo se requiere pruebas periódicas a los electrodos del sistema de tierras. una prueba ordinaria de una resistencia de tierra se determina en una escala calibrada en ohms.

Pruebas y Análisis de Fallas de Gases

Las pruebas y análisis de fallas de gases pueden proveer información sobre fallas incipientes en aceites de transformadores y gases presentes en la capa de nitrógeno de el transformador. Debido a la temperatura algunos aceites de transformadores se descomponen y generan gases combustibles, los cuales se mezclan con el nitrógeno en la capa superior del aceite. Una pequeña muestra de nitrógeno puede ser obtenida del transformador para este propósito. Esta prueba se determina en una escala de porcentaje de gases de combustible.

Pruebas de Inspección Infrarroja

Hay diferentes dispositivos disponibles usados en pistolas infrarrojas para revisar puntos calientes en conexiones y otras partes energizadas de un sistema de potencia. Hay varias rutinas prácticas en mantenimiento e inspección para determinar puntos calientes en uniones, terminales o líneas sobrecargados. Desde luego el costo de esos dispositivos varían en un amplio rango y pueden ser económicos si éstos equipos son rentados al hacer inspecciones de rutina en equipos de sistemas eléctricos de potencia.

CAPITULO 2

MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN EQUIPOS ELÉCTRICOS

2.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de este capítulo es el de recomendar algunas prácticas de trabajo para mantenimientos preventivos de equipos eléctricos que no hayan sido sobrecargados o reparados. Las prácticas de mantenimiento que serán recomendadas en este capítulo no son aplicadas a equipos rechazados o que se encuentren en estado de alto deterioro.

Este capítulo trata factores de mantenimiento recomendados por compañías manufactureras de sus equipos, tales como transformadores, líquidos aislantes y cables.

2.2 TRANSFORMADORES SECOS CLASE AA

La siguiente es una guía que debe seguirse para la instalación y mantenimiento de transformadores de distribución. Los transformadores están divididos a transformadores tipo seco y transformadores en aceite.

Instalación:

Los transformadores tipo seco son diseñados para trabajar en interiores con ambientes secos.

Cuando estos transformadores son instalados en sótanos o espacios restringidos, deben estar lo suficientemente ventilados para que la temperatura del aire ambiental se encuentre en límites establecidos. Se requiere un mínimo de 100 pies³ por cada Kw de pérdida del transformador. El área de Ventilación abierta depende de la altura de la bóveda o sótano, localización de ventilas, y cargas que alimenta el transformador.

La ventilación de los transformadores tipo seco deberá instalarse en lugares libres de polvos o chimeneas.

Los transformadores superiores a 75 KVA, deberán situarse a por lo menos 12 pulg. de paredes u otras obstrucciones para proveer una libre circulación de aire. Si son montados 2 transformadores, la distancia entre ellos también deberá ser de 0" 12 pulg.

El transformador debe de ser diseñado para prevenir la entrada de animales u objetos exteriores. Sin embargo en algunos lugares en que se localice el transformador es necesario tomar otras precauciones.

La resistencia al impulso en estos transformadores es menor que los que están sumergidos en aceite en una misma clase de voltaje.

Estos transformadores son diseñados para operar a una altura de 3300 pies y superior a esta. Dependen de el aire para la disipación del calor ya que la densidad del aire decrece a medida que la altura aumenta. Los transformadores secos fabricados en forma standard pueden ser usados a altitudes mayores a 3300 pies siempre y cuando la carga que alimente sea reducida como sigue.

Si el transformador seco es autoenfriado, Clase AA, se debe reducir los datos que indica la placa (Potencia Nominal) en 0.3% por cada 330 pies si la altura de operación es superior a los 3300 pies.

Si el transformador seco es enfriado con aire forzado clase AA/FA, se debe reducir los datos que indican la placa (Potencial Nominal) en 0.5% por cada 330 pies, si la altura de operación es superior a los 3300 pies.

Si la temperatura máxima promedio en 24 horas de el aire de enfriamiento se reduce a niveles de diseño más bajo, la altitud limitada de 3300 pies puede ser con cierta seguridad excedida sin reducir la relación de los datos de placa del transformador sin las limitaciones de la tabla 2-1

**MAXIMA TEMPERATURA PROMEDIO EN 24 HRS. DE EL AIRE DE ENFRIAMIENTO
(°C)**

Tipo de Equipo	Altitud			
	1000mts.	2000mts.	3000mts.	4000mts.
Tipo Seco				
Clase AA				
80 °C	30	26	22	18
115 °C	30	24	18	12
150 °C	30	22	15	7
Tipo Seco				
Clase AAA/FA				
80 °C	30	22	14	6
115 °C	30	18	7	-5
150 °C	30	15	0	-15

Tabla 2-1

Después que el transformador ha sido instalado, las siguientes pruebas deben de hacerse para ser aceptadas.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La prueba de la resistencia de aislamiento es de importancia para futuras comparaciones con el propósito de determinar la conveniencia de energizar un transformador o de aplicarle una prueba de alto potencial. La prueba de resistencia de aislamiento deberá hacerse inmediatamente, antes de que el transformador sea energizado o comenzando la prueba dieléctrica. Estos valores de prueba deberán ser de alrededor de 1000 megohms. Si los valores de las pruebas obtenidas en campo a 20 °C son menores que el valor mínimo que se haya tenido en fábrica, entonces el transformador no deberá ser energizado.

PRUEBA (DIELECTRICA) DE ALTO POTENCIAL CA

La prueba dieléctrica ejerce un esfuerzo sobre el aislamiento al momento en que el voltaje aplicado en la prueba es mayor que el voltaje normal de operación. La prueba de resistencia de aislamiento deberá indicarnos las condiciones de la misma para poner en operación al transformador y evitar una falla debida a la humedad.

Las pruebas suplementarias dieléctrica a las pruebas de resistencia de aislamiento deberán determinar la conveniencia de poner en operación el transformador en su relación de voltaje normal.

Los voltajes de prueba en campo no deberán exceder el 75% de los valores de prueba en fábrica.

La prueba de alto potencial deberá ser graduable que permita un incremento gradual de el voltaje de prueba desde (0) y con un decremento gradual después que ha sido completada la prueba. Estos valores de prueba se muestran en la Tabla 2-2.

VALORES DE PRUEBA DIELECTRICA PARA ACEPTACION Y VALORES EN PRUEBAS PERIODICAS DE MANTENIMIENTO PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO

Voltaje de operación del transf.C.A (KV)	Prueba en fábrica C.A (KV)	Prueba en campo 75% C.A (KV)	Mtto. periódico 65% C.A (KV)
1.2 y menos	4	3.0	2.6
2.4	10	7.5	6.5
4.16	12	9.0	7.8
4.8	12	9.0	7.8
6.9	19	14.25	12.35
7.2	19	14.25	12.35
8.32	19	14.25	12.35
12.0	31	23.25	20.15
12.47	31	23.25	20.15
13.2	31	23.25	20.15
13.8	31	23.25	20.15

Tabla 2.2

PRUEBA DE RELACION DE VUELTAS DE UN TRANSFORMADOR (TTR)

La TTR es usada para determinar la relación de vueltas de los devanados de un transformador. Esta prueba determina la relación de vueltas de las bobinas primarias con relación al número de vueltas de las bobinas secundarias.

Los valores aceptados en esta prueba de TTR no deberán de ser mayores al 0.5% de lo que se haya calentado en el diseño del transformador.

Mantenimiento

Así como otros equipos, los transformadores requieren mantenimiento continuo para asegurar una operación con éxito. Deberán hacerse inspecciones cuya frecuencia dependerá de las condiciones de funcionamiento de los transformadores.

Como ejemplo si trabajan en lugares limpios de contaminación, polvos, humedad, etc. los periodos pueden ser largos, (1 año, 2 años). Pero si se localiza cerca de chimeneas, lugares muy contaminados, sucios, etc. el periodo de inspección y/o mantenimiento, puede ser reducido a cada 6 meses.

PRUEBAS DE RUTINA EN EL MANTENIMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

Las siguientes pruebas pueden considerarse de rutina en el mantenimiento de un transformador tipo seco:

- La prueba de resistencia de aislamiento de devanado a devanado y de devanado a tierra.
- La prueba de absorción dieléctrica deberá hacerse de devanado a devanado y de devanado a tierra por 10 minutos. El punto de polarización deberá ser mayor a 2.00 para límites aceptables.
- La prueba de relación de vueltas de los devanados (TTR)
- La prueba de sobrepotencial de corriente alterna deberá hacerse con un alto y bajo de los devanados a tierra.
- Esta es una prueba opcional dentro de las pruebas de rutina. Los valores recomendados son indicados en la tabla 2-2
- La prueba de aislamiento del factor de potencia deberá hacerse con cada devanado a tierra y de devanado a devanado. Los valores que se aceptan deben ser menores al 3%

2.3 TRANSFORMADORES DE ACEITE

La siguiente guía cubre recomendaciones generales para instalación y mantenimiento de transformadores en aceite. Algunos factores mencionados en el punto anterior para transformadores tipo seco son también aplicables a transformadores en aceite.

Instalación:

Los transformadores deberán ser instalados de acuerdo a normas del Código Nacional Eléctrico, cuyas restricciones entre otros está la de prohibir el uso de Askorel como medio aislante en estos transformadores .

Un factor importante en su instalación es la ventilación. Los espacios deberán ser de tal forma o magnitud que provea libres movimientos. La ventilación deberá ser permanentemente conectado a tierra por lo menos con un conductor cal #4/0. El transformador deberá estar protegido contra descargas atmosféricas (Rayos) u otras condiciones de sobre voltajes.

Inspección:

Los nuevos transformadores deberán de ser inspeccionados contra daños ocasionados durante el tránsito de la fábrica hasta su lugar de operación.

Estas pruebas generalmente son rutinarias de orden visual si tiene todos sus componentes como: indicadores de temperatura, su tap. de derivaciones en orden, aislados, rotos, fugas de aceite, etc.

Pruebas de Aceptación:

Antes de que el transformador sea energizado, deberá pasar por las siguientes pruebas de aceptación.

Prueba de Resistencia de Aislamiento :

Para establecer una referencia para compararlo con futuras pruebas del mismo transformador.

Los valores de resistencia de aislamiento son medidas como una función de la temperatura, para cerciorarnos si las bobinas están sumergidas o no el aceite o para cerciorarnos si los devanados están fríos o calientes. Los valores medidos deberán ser corregidos a 20°C multiplicándolos por los factores de corrección dados en la tabla 2-3.

El métodos utilizado en esta prueba consiste únicamente en el uso de un aparato llamado Meghómetro (Megger), el cual indica directamente la resistencia de aislamiento en ohms o meghoms. Un Megger de 1000V es recomendado para esta prueba. Antes de dar comienzo a esta prueba deberá aterrizar el tanque del transformador y corto circuitando los devanados excepto al que se le va a hacer la prueba.

FACTORES DE CONVERSION A 20°C PARA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Temperatura (°C)	Aceite	Seco
0	0.25	0.40
5	0.36	0.45
10	0.50	0.50
15	0.75	0.75
20	1.00	1.00
25	1.40	1.30
30	1.98	1.60
35	2.80	2.05
40	3.95	2.50
45	5.60	3.25
50	7.85	4.00
55	11.20	5.20
60	15.85	6.40
65	22.40	8.70
70	31.75	10.00
75	44.70	13.00
80	63.50	16.00

Tabla 2-3

Prueba de Rigidez Dieléctrica

La Prueba de rigidez dieléctrica de un aceite en un transformador está de acuerdo con estándares de la ASTM D-923. Esta prueba se hace para asegurar que el aislamiento del aceite no ha variado de los niveles establecidos y que la rigidez dieléctrica no ha bajado por la acumulación de contaminantes. Las muestras de aceite de los transformadores son tomados de la base del tanque del transformador.

Prueba de Relación de Transformación (TTR)

La prueba de relación de transformación (TTR) se hace para asegurar que la relación de vueltas del transformador es correcta. Básicamente, esto compara el número de vueltas en el devanado 1 con el número de vueltas de el devanado 2. Esta prueba deberá hacerse con cada cambio en los taps. del transformador. La prueba TTR puede también verificar la polaridad del transformador. Los valores de aceptación en la prueba TTR deberán no ser mayores que el 0.5% que se compara con valores calculados.

Prueba de Alto Potencial (HI-Pot)

La prueba (HI-Pot) también llamada la prueba de sobrepotencial deberán hacerse en bajo y alto voltaje con los devanados puestos a tierra. Ambos voltajes (C.A o C.D) puedan ser usados. Sin embargo la práctica aceptada de aplicar ambos voltajes (C.A o C.D) en pruebas de alto potencial (HI-Pot) se hace en transformadores hasta 34 KV. Para transformadores cuyo voltaje es superior a los 34KV, la prueba Hi-Pot se hacer con C.A. Para que una prueba Hi-Pot en un transformador sea aceptada, debe de aplicarse el voltaje por un tiempo de 3 min.

Mantenimiento

El objetivo del mantenimiento de un transformador es el de asegurar continuidad en el suministro eléctrico, detectar fallas y arreglarlos. Por lo tanto un mantenimiento en forma periódica deberá hacerse antes de que una falla suceda. Un mantenimiento de un transformador es recomendado a determinada frecuencia de tiempo, de acuerdo con la tabla 2-4.

MANTENIMIENTO E INSPECCION DE TRANSFORMADORES

Inspección General	Frecuencia
Corriente de carga	Medidores Instalados
Voltaje	Medidores Instalados
Nivel de Aceite	Medidores Instalados
Temperatura	Medidores Instalados
Dispositivos de protección	Anualmente
Sistema de alarmas	Mensualmente
Sistema de Tierras	Cada 6 meses
Cambiador de taps	Cada 6 meses
Sistemas de Apartarrayos	Cada 6 meses
Líquido Aislante	Frecuencia
Rigidez dieléctrica	Anualmente
Color	Anualmente
Número de neutralización	Anualmente
Tensión Interfaces	Anualmente
Prueba de factor de potencia	Anualmente

Aislamiento (devanados)	Frecuencia
Resistencia de aislamiento	Anualmente
Factor de Potencia	Anualmente
Punto de polarización	Anualmente
Hi-Pot (C.A o C.D)	Cada 5 años o más
Voltaje Inducido	Cada 5 años o más
Prueba de análisis de gases	Anualmente

Tabla 2-4

Inspección de Rutina

La inspección de rutina de un transformador involucra observación visual de equipo del mismo como son: Indicadores o medidores de corriente de carga, voltaje, nivel de líquido, temperatura, etc.

A continuación tratamos algunos temas de importancia a tomarse en cuenta en estas pruebas de inspección rutinaria.

Temperatura

La temperatura total en un transformador es la suma de la temperatura ambiente, la temperatura de los devanados y la temperatura del tanque.

Normalmente a una temperatura ambiental de 30°C, es permitido una elevación de temperatura en 55 °C, más 15 °C del tanque lo cual da un total de 100 °C en transformadores clase OA.

Nivel de líquido

El nivel de líquido es muy importante ya que proporciona además de un medio de enfriamiento un aislamiento en los devanados. La pérdida de nivel puede ser por evaporación, fugas, etc.

Cualquier pérdida de líquido, debe ser reemplazado a la mayor brevedad posible y evitarse daños como un corto circuito entre bobinas primarios con secundarios.

Conexiones a tierra

El tanque del transformador debe de estar aterrizado permanentemente de acuerdo con las normas del Código Nacional Eléctrico. La resistencia de tierra de una subestación depende del tipo y tamaño de la subestación. La resistencia a tierra puede variar desde valores pequeños como 1 ohm en subestaciones grandes hasta 25 ohms en subestaciones pequeñas.

2.4 MANTENIMIENTO DE LIQUIDOS AISLANTES

Los líquidos usados en transformadores son aceites minerales y líquidos sintéticos tales como askarel, silicon y wecosol. El uso del askarel está prohibido por su contenido tóxico, sin embargo existen en funcionamiento transformadores con este líquido aislante.

Para mantener las propiedades de los líquidos y libres de contaminantes, es necesario una inspección regular de los mismos.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Deterioro del aislamiento del aceite

La contaminación por humedad la más común que causa un deterioro en la calidad del aislamiento del aceite. Una lenta pero seria deterioración es la formación de ácidos y sedimentos causados por oxidación. El oxígeno contenido en la atmósfera y en el agua son las fuentes seguras de oxidación.

La temperatura también incrementa la oxidación, así que un incremento en la temperatura, por ejemplo de 10 °C a 50 °C puede duplicar la razón de oxidación.

Humedad en el aceite

El agua puede presentarse en el aceite en forma disuelta o en pequeñas burbujas mezclados. Esta agua puede ser removida mediante tratamiento centrifugo o con filtros prensa (de papel).

El efecto de la humedad en las propiedades del líquido aislante depende de la cantidad presente. Un aceite libre de humedad debe de tener partes de 50 a 60 por cada millón de partes de aceite (ppm). Los niveles de agua aceptados son mostrados en la tabla 2-5.

La cantidad de humedad que pueda estar disuelta en el aceite, se incrementa rápidamente en la medida que la temperatura del aceite se incrementa, tal como se muestra en la fig. 2.1

MAXIMA HUMEDAD PERMISIBLE EN ACEITE

Nivel de Voltaje (KV)	Humedad máxima (ppm)
5	30
15	30
35	35
69	30
138 y superior	15

Tabla 2-5

Deterioro del aceite en transformadores

En transformadores sedimentos se adhieren a la superficie y forman como una manta o barrera impidiendo el flujo del calor a través del aceite que hace las veces también de refrigerante. Como resultado de esto el aislamiento es dañado entre los devanandos y puede ocasionar cortos circuitos.

Absorción de humedad por medio de materias aislantes

Algo de humedad o agua que se encuentra disuelto en el aceite puede ser absorbida por el aislamiento. El método más efectivo para sacar esta humedad del aislamiento de los transformadores es con la aplicación de calor y sacando a la vez el aceite del transformador. Algunas veces en el campo no puede hacerse el vacío del transformador (extraer el aceite del compartimiento), entonces el aislamiento del transformador, deberá ser secado mediante la circulación de calor a través del aceite.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

2.4 CABLES Y ACCESORIOS

Después de haber hecho una selección apropiada del cable de acuerdo con los requerimientos de carga, es importante una buena instalación y un buen mantenimiento. Muchas veces al instalarse un cable, este es dañado o sometido a esfuerzos o tensiones.

El diseño o tuberías con duit para cierto número de cables o conductores, no basta sino que también es importante las curvaturas de los mismos tubos, distancia entre registros o accesos, etc.

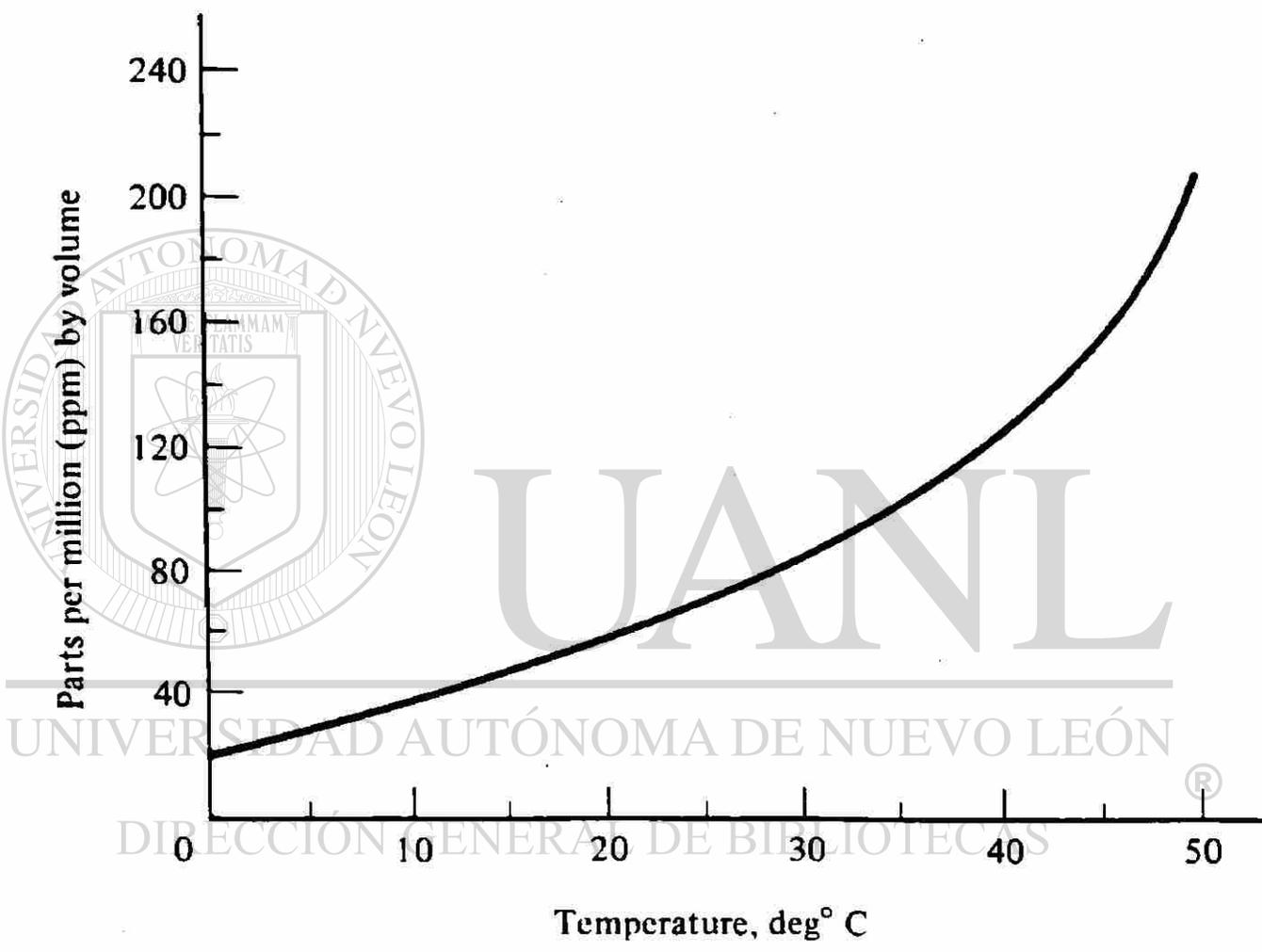


FIG. 2.1

INSTALACIÓN DE UN SISTEMA DE CABLEADO

Hay varios sistemas de cableados y su selección depende de las condiciones del local, reglamentos de compañías aseguradoras o instalaciones ya hechas. No es necesario un standard establecido o guía para determinado sistema de instalación. Siguiendo reglas generales de varios tipos de instalaciones, datos de flexión, tensiones al estirar cables, y combinando con acertado entendimiento de la ingeniería, podemos hacer una buena selección de un sistema de instalación.

Instalación de exteriores

Las instalaciones pueden hacerse bajo tierra (subterráneos) ó sobre la parte superior de la misma.

Hoy en día las instalaciones de cables se hacen tanto en forma subterránea como por encima de la superficie de la tierra. Pueden usarse duetos de fibra plástica o tuberías conduit de fierro galvanizado. El problema de las instalaciones subterráneas es que se dificulta la localización de fallas.

Los cables aéreos en baja y mediana tensión son bastante utilizados por algunas ventajas que se presentan como: baja reactancia, adaptabilidad de los sistemas, mejor apariencia y mejor regulación.

Instalaciones interiores

La instalación convencional en interiores ha sido o es a través de tuberías conduit o en charolas industriales, sin embargo en plantas con productos corrosivos en su proceso de producción suelen usar poliductos de plástico o tuberías PVC conduit.

Datos de flexión

La asociación de Ingeniería en cables aislados (ICEA) recomienda valores de flexión mínima en radios de curvatura (tabla 2.6).

Es importante al instalar cables evitar puntos de esfuerzos. La recomendación de (ICEA) se aplica a cables que no puedan trabajar bajo esfuerzos de tensión.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Tensiones al estirar cables

- Algunos cables pueden ser dañados durante su instalación al estirarse (tensionarse) o si se hacen curvaturas (quiebres) muy agudos y hay que considerar precauciones durante su instalación.
- No exceder los requerimientos establecidos por el NEC.
- Evitar flexiones agudas de el cable durante la instalación.
- Usar lubricación adecuada para evitar fricciones. (usar clase de lubricantes apropiados).
- Checar y sellar puntos de cables al terminar su instalación.
- Si la instalación es en charola, usar rodillos para evitar daños con la misma al instalarse.
- En ductos (mangueras), tubos conduit la tensión para el esfuerzo al estirar un cable puede ser calculado por la fórmula

$$T = Lwf$$

Dónde: T= Fuerza de tensión
L= Longitud en pies
w= Peso del cable en lbs/pie
f= Coeficiente de fricción (aprox.=0.5)

Aceptación de cables

Después de que los cables han sido instalados y antes de ser energizados deberán hacerse pruebas de aceptación. Estas pruebas de aceptación son hechas con voltajes de prueba al 80% del voltaje para el que fueron diseñados. Para que estos cables instalados sean aceptados, las siguientes pruebas deberán hacerse:

1. Medición de la resistencia de aislamiento
2. La prueba de sobre potencial.

MANTENIMIENTO DE CABLES

Inspección visual

La inspección visual puede hacerse sobre cables energizados, pero si los cables van a ser tocados o movidos, deberán ser desenergizados. Los cables deberán inspeccionarse sobre una base anual de acuerdo con lo siguiente:

- Daños físicos, flexiones agudas y tensión excesiva
- Filtración de agua sobre los cables
- Conexiones a tierra flujos, corrosión en los soportes de los cables, y continuidad en los cables principales de tierra
- Forros de los cables agrietados
- Daños por calentamientos
- Empalmes de cables flojos
- Inspección de registros por desprendimiento de concreto

Los cables aéreos deberán ser inspeccionados por daños mecánicos causados por vibración o deterioro de su sistema de soporte y/o suspensión.

Fallas de cables y sus análisis

Las fallas mecánicas pueden ser debido a quebraduras y defectos en la cubierta del material, perforaciones hechos por personal, máquinas o grietas debidos a quiebres afilados. En cualquier momento, el daño mecánico ocurre en los cables y la entrada de humedad produce una lenta deterioración en su aislamiento dando como resultado una falla inminente en el mismo.

Corrosión en la cubierta del cable

La corrosión en la cubierta del cable puede ocurrir por los siguientes factores:

- Por diferentes efectos de la tierra (polvos, suciedad)
- Por acción galvánica
- Por acidez o acción de metales alcalinos en conduits
- Por contaminación química

La corrosión de la cubierta del cable penetra por la humedad al interior del aislamiento ocasionando fallas.

Humedad en el aislamiento

Debido a los daños mecánicos o por otras razones, la humedad penetra el aislamiento de los cables deteriorándola y deberán tomarse precauciones para evitarla. Los daños debidos a la humedad se indican como sigue::

Decoloramiento de los cables

- Baja su resistencia de su cubierta (puede ser removida más fácilmente)
- Mancha o enmohece la parte interior de la cubierta (entre la cubierta y el cable)

Calentamiento de cables

Un incremento en la temperatura de los cables (calentamientos), resulta en una degradación en su aislamiento . El calor puede ser debido a sobrecargar, temperaturas ambientales altas, ventilación insuficiente, o fuentes externas de calor.

Deberá tenerse cuidado y no exceder las temperaturas para no dañar el aislamiento . Esto puede hacerse haciendo una buena selección si se conoce los medios ambientales en que va a operar el cable.

Lo anterior dará como resultado una larga vida de operación de los mismos.

Perforaciones Eléctricas

Una vez que el aislamiento haya sido debilitado (perjudicado) por cualesquier de las razones nombradas anteriormente, puede suceder una falla eléctrica. Esto es el aislamiento no puede confinar el flujo de la corriente eléctrica por el conductor protegido por el aislamiento . Una falla de línea a tierra puede suceder, una falla de línea a línea o una falla trifásica. Obviamente si sucede una falla de corto circuito, deberá actuar los sistemas de protección.

CAPITULO 3

PRUEBAS DE EQUIPOS ELECTRICOS DE CORRIENTE ALTERNA

3.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo cubre las pruebas de corriente alterna que ordinariamente son usadas en campo para aceptar o bien para darles mantenimiento a equipos eléctricos.

Los métodos de corriente alterna que se tratan en este capítulo son para transformadores, líquidos aislantes y cables. Las pruebas comúnmente más usadas son: la de alto potencial y la de factor de potencia.

La prueba de alto potencial se hace con voltajes superiores al voltaje nominal de operación y son pruebas de corta duración.

La prueba del factor de potencia está enfocada sobre el aislamiento del sistema y mide el coseno del ángulo entre la corriente de la carga y el voltaje aplicado.

Esta prueba tiene como base una temperatura normal de 0°C y una humedad relativa del 70%.

3.2 TRANSFORMADORES

Las pruebas a transformadores pueden hacerse con un voltaje de C.A. o C.D. pero es preferible la prueba con C.A. porque se simula los esfuerzos internos a que se somete un transformador durante condiciones normales de operación.

Las siguientes son las pruebas que se hacen a un transformador.

- Prueba de Alto Potencial con C.A. (Hi-Pot)
- Prueba del Factor de Potencia de Aislamiento
- Relación de Vueltas del Transformador (TTR)
- Prueba de Polaridad
- Prueba de Excitación
- Prueba de Potencial Inducido

PRUEBA DE ALTO POTENCIAL CON C.A. (Hi-Pot)

La prueba de alto potencial se hace para evaluar la condición de los devanados del transformador. Esta prueba es recomendada para todos los voltajes, especialmente para aquellos superiores a 34.5 KV.

En mantenimiento de rutina, el voltaje de prueba no deberá exceder del 65% ya que existe la posibilidad de dañar los aislamientos de los devanados. Esta prueba también se hace para aceptar o checar reparaciones pero aquí el voltaje de prueba se hace al 75% del valor con que se hizo la prueba en fábrica.

Los valores de prueba de alto potencial para diferentes relaciones de voltaje en transformadores se muestran en la figura 3.1.

PRUEBA DE ALTO POTENCIAL DE C.A. PARA ACEPTACION Y EN MANTENIMIENTO DE RUTINA EN TRANSFORMADORES AUTOENFRIADOS EN ACEITE AISLANTE

Relación de voltaje (KV)	Voltaje aplicado en prueba de fábrica	Voltaje aplicado en campo (KV) 75%	Voltaje aplicado (KV) en mnto. de rutina (65%)
1.20	10	7.50	6.50
2.40	15	11.20	9.75
4.80	19	14.25	12.35
8.70	26	19.50	16.90
15.00	39	25.50	22.10
18.00	40	30.00	26.00
25.00	50	37.50	32.50
34.00	70	52.50	45.50
46.00	95	71.25	61.75
69.00	140	105.00	91.00

Tabla 3.1

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO.

Esta prueba se hace en transformadores de alto voltaje. Básicamente esta prueba mide la pérdida de potencia debido a las corrientes de fuga a través del aislamiento.

El factor de potencia puede ser representado como la relación de watts (w) dividido por los volt-amperes. La ecuación se escribe de la forma siguiente:

$$FP = \frac{W}{Ei} = \frac{Ei \cos \theta}{Ei}$$

Donde: E= Voltaje de fase
 I = Corriente total de fase
 θ = Ángulo de fase entre EeI
 W= Watts

La corriente total de fase (I) es la resultante de las corrientes resistiva (IR) y Capacitiva (Ic). Sin embargo cuando el transformador es energizado con el secundario abierto (sin carga), la corriente resistiva es muy pequeña y es prácticamente limitada las pérdidas dieléctricas.

Esta es una condición cuando el factor de potencia es muy bajo y la mayor parte de corriente es corriente capacitiva. Por lo tanto podemos representar el factor de potencia como la relación corriente resistiva y la corriente capacitiva.

Lo anterior puede representarse por la ecuación:

$$FP = \frac{I_R}{I_C}$$

Donde: $I_C = I$

También la resistencia puede escribirse como:

$$R = \frac{E^2}{W} \text{ y la capacitancia como } C = \frac{I_C}{E\omega} = \frac{I}{E\omega}$$

Donde: ω es la velocidad angular.

La figura 5.1 muestra una forma típica simple de un transformador de 2 devanados y pruebas standard que les son aplicadas.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

C_H = Se refiere a todo el aislamiento entre los conductores de alto voltaje y partes aterrizadas, incluyendo barras, aislamiento del devanado, aislamiento de la estructura y el aceite.

C_L = Se refiere a las mismas partes y materiales entre los conductores de bajo voltaje y partes aterrizadas.

C_{HL} = Se refiere a todo el aislamiento de los devanados, entre el bajo y alto voltaje.

Los valores aceptados en la prueba de factor de potencia para transformadores son mostrados en la tabla 3.2

VALORES DE FACTORES DE POTENCIA PARA TRANSFORMADORES

Prueba	% Del Factor de Potencia		
	Bueno	Límite	Investigar
Devanado H	0.5 o menos	0.5 a 1.0	Arriba de 1.0
Devanado X	0.5 o menos	0.5 a 1.0	Arriba de 1.0
Entre devanados	0.5 o menos	0.5 a 1.0	Arriba de 1.0

PRUEBA DE RELACION DE VUELTAS DEL TRANSFORMADOR (TTR)

La prueba de relación de vueltas (TTR), aplica 8V de C.A. al devanado de bajo voltaje del transformador bajo prueba y el transformador de referencia en el equipo TTR. El devanado de alto voltaje de el transformador bajo prueba y el transformador de referencia en el equipo TTR están conectados a través de un instrumento detector. Después que la polaridad ha sido establecida a 8V, cuando el aparato detectar indica cero, la lectura que se lee, indica la relación de vueltas del transformador bajo prueba.

La prueba de relación de vueltas (TTR) proporciona la siguiente información:

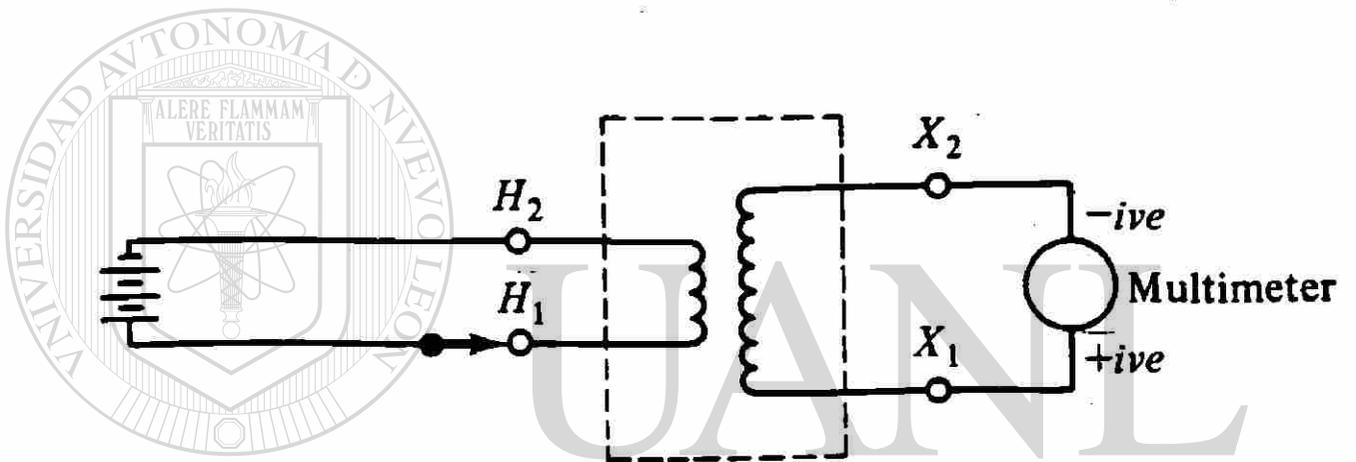
- Determina la relación de las vueltas y la polaridad de los transformadores monofásicos y trifásicos.
- Confirma la relación de transformación de los datos de placa del transformador.
- Determina la relación de vueltas y polaridad (pero no la relación de voltaje) de transformadores que no tienen datos de placa. Esta prueba no incluye la posición de el tap de derivaciones del transformador.
- Identifica perturbaciones en los devanados del transformador, por ejemplo si estos devanados están abiertos o en cortocircuito. Los resultados de esta prueba, deberán estar dentro de un 0.5% de los datos de placa.

PRUEBA DE POLARIDAD

La prueba de polaridad puede hacerse con un (TTR) en transformadores de potencia, distribución y potencial. Sin embargo para transformadores de corriente el TTR no es usado. En vez de esto lo que comúnmente se hace es aplicar una C.D. a través de una batería y un multímetro. Esta prueba con una batería de C.D. si puede utilizarse en transformadores de potencia y distribución, pero el TTR se prefiere.

La conexión para esta prueba en transformadores de corriente se indica en la figura 3.1

El voltaje de C.D. de la batería que generalmente es usado es de 7.5V y el multímetro tiene un rango de voltaje de 3V.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

FIG. 3.1

PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACION

La corriente de excitación de un transformador es la corriente en el primario del mismo cuando es aplicado un voltaje en este lado y el secundario se mantiene en circuito abierto.

La corriente de excitación también es conocida como la corriente en vacío de el transformador.

La prueba de la corriente de excitación cuando es usada en mantenimientos preventivos rutinarios para aceptar transformadores, provee un medio de detección si tiene corto circuito en sus devanados, problemas en su núcleo, falsos contactos interiores, etc.

Esta prueba es sencilla de hacerse y puede desarrollarse de la forma siguiente:

En la figura 3.2(a) se representa la fase Hi-2 energizada de una conexión trifásica en Delta. Tres(3) medidas son hechas rutinariamente (H_{i-2} , H_{2-3} y H_{3-1}) a voltajes generalmente abajo del nominal, no excediendo 2.5 o 10KV dependiendo de la relación que tenga el equipo de prueba. El devanado de bajo voltaje no es mostrado en la figura, está aislado de la fuente de voltaje o carga durante la prueba. Si la conexión está en estrella, el neutro está aterrizado normalmente.

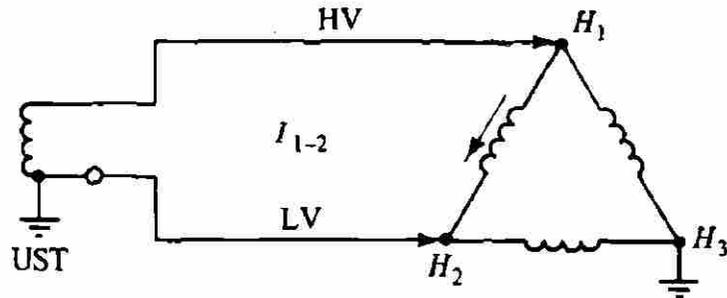
La figura 3.2(b) ilustra la misma prueba con una fase energizada, estando un transformador trifásico conectado en estrella.

PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO

La prueba de potencial inducido es una prueba que se hace con niveles de voltaje más altos que los voltajes normales de operación. Bajo esta prueba el aislamiento entre devanados y entre fases es sometido a un esfuerzo de un 65% por encima de la prueba a que es sometido en fábrica a una frecuencia arriba de 60 ciclos, algo así como de 200 a 300 ciclos. La frecuencia con que se hace esta prueba deberá ser 5 años o más.

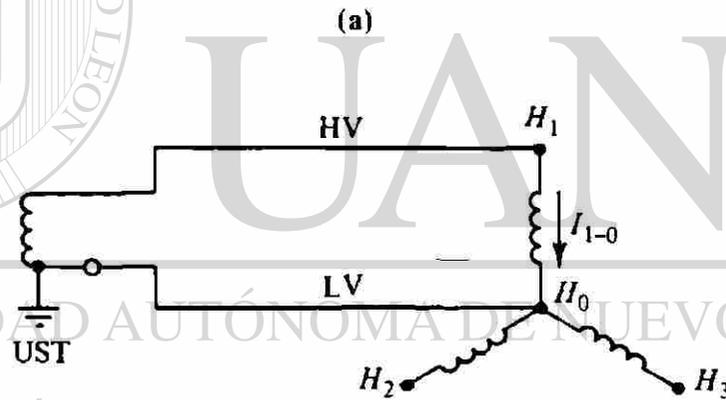
Como la prueba de potencial inducido sobre éxitos el transformador, la frecuencia del potencial aplicado deberá ser lo suficientemente alta para asegurarnos que la corriente de excitación del transformador exceda cerca de un 30% de esta misma corriente cuando está a plena carga. Ordinariamente la frecuencia es de 120 ciclos.

Cuando se aplican frecuencias arriba de 120 ciclos la prueba es más severa y por esta razón la duración de esta debe ser reducida tal como se muestra en la tabla 3.2.



I_e	Energize	UST	Ground	Float
$H_1 - H_2$	H_1	H_2	$H_3, *$	$X_1 X_2 X_3$
$H_2 - H_3$	H_2	H_3	$H_1, *$	$X_1 X_2 X_3$
$H_3 - H_1$	H_3	H_1	$H_2, *$	$X_1 X_2 X_3$

*If X is wye - connected, X_0 is grounded



I_e	Energize	UST	Float	Ground
$H_1 - H_0$	H_1	H_0	$H_2 H_3, X_1 X_2 X_3$	*
$H_2 - H_0$	H_2	H_0	$H_1 H_3, X_1 X_2 X_3$	*
$H_3 - H_0$	H_3	H_0	$H_1 H_2, X_1 X_2 X_3$	*

*If X is wye - connected, X_0 is grounded

(b)

FIG. 3.2

DURACION DE LA PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO A DIFERENTES FRECUENCIAS

Frecuencia (Hz)	Duración (tiempo) (en segundos)
120 o menos	60
180	40
240	30
300	20
400	18

Tabla 3.2

El voltaje para empezar esta prueba deberá ser de la cuarta (4ta) parte o menos del voltaje nominal y deberá irse incrementando hasta alcanzarlo en un tiempo no mayor a los 15 segundos. Después de mantener la prueba el tiempo mostrado en la tabla 3.2, deberá reducirse el voltaje en un tiempo no mayor a los 5 segundos, a una cuarta parte del voltaje nominal o menos y en circuito abierto.

Cuando esta prueba se hace a transformadores trifásicos, se puede desarrollar energizando una fase y el voltaje se aplica entre líneas con la fase que se está probando a tierra. Los neutros del devanado pueden o no ser aterrizados durante la prueba.

Cuando la prueba de voltaje inducido sobre un devanado, da como resultado un voltaje entre terminales de otro devanado y que exceda la frecuencia del voltaje aplicado, entonces los devanados pueden ser separados y aterrizados.

3.3 PRUEBAS DE LIQUIDOS AISLANTES

Los líquidos aislantes tales como aceites, silicon, etc., son usados en transformadores interruptores, capacitores; debido a que estos líquidos aislantes se deterioran durante su uso, es necesario monitorearlos y hacerles pruebas para determinar sus propiedades dieléctricas.

Este punto describe las pruebas de Voltaje Alterno y de Factor de Potencia para determinar las condiciones de estos líquidos y prevenir falla.

PRUEBA DIELECTRICA EN LIQUIDOS (CUP TESTS)

Esta prueba de sobre voltaje alterno es aplicado a los líquidos aislantes para determinar su punto de ruptura. Los valores típicos de ruptura son mostrados en la tabla 3.3.

La prueba dieléctrica consiste simplemente tomar una muestra del líquido aislante de transformador en un pequeño recipiente o tasa (cup) y aplicarle voltaje entre electrodos sumergidos en dicho aceite. La prueba es repetida en por lo menos 5 veces para determinar el promedio de ruptura en KV.

VALORES DIELECTRICOS PARA LIQUIDOS AISLANTES EN TRANSFORMADORES

Tipos de líquidos	Ruptura Dieléctrica en (KV)	
	Satisfactorio regenerar	Se necesita
Aceite	23	Menor de 23
Askerel	26	Menor de 25
Silicone	26	Menor de 26
Wecosol	26	Menor de 26

Tabla 3.3.

En líquidos como Askarel, Aceite, etc. es utilizado un recipiente (cup) que tiene en su interior los electrodos separados $2.5\text{mm} = 0.1$ pulg. Esta prueba es descrita paso por paso en seguida.

PRUEBA DIELECTRICA ASTM D-877

Generalmente los equipos con que va a efectuarse una prueba de rigidez dieléctrica son portátiles. Las pruebas dieléctrica cuya ruptura en KV estén en el orden de 40, son aceptables.

Las instrucciones y procedimientos son los siguientes:

- Los electrodos y la copa deberán limpiarse con papel de seda o gamuza que estén limpios y secos. El espacio entre electrodos es una medida standard de 0.1 pulg.
- Los electrodos y la copa deberán estar libres de gasolinas o solventes utilizados en su limpieza y secado.
- Después de haber cumplido con los incisos a) y b) la copa es llevada con el liquido aislante que se va a probar y una vez que esté completamente estático (sin burbujas), se aplica voltaje a razón de 3KV/seg. hasta que sucede la ruptura.
- Al comenzar cada prueba, los electrodos deben de ser examinados para cerciorarse de que estén libres de impurezas, acumulación de carbón, separación de electrodos, etc.
- Si en una prueba, la ruptura salió por abajo de los valores establecidos para que el aceite sea aceptado, los electrodos y la copa deberán ser limpiados y preparados antes de hacer una segunda prueba.
- La rigidez dieléctrica se ve alterada por impurezas y para obtener resultados satisfactorios, el aceite debe de ser filtrado varias veces hasta obtener puntos de ruptura de acuerdo con los valores mínimos establecidos.

- g) La Temperatura que debe de haber al hacer una prueba no debe de ser menor de 20°C (68 ° F) .
- h) El voltaje aplicado comenzará de cero (0) y se incrementara uniformemente a razon de 3 kv / seg. Hasta obtener el punto de ruptura.

Procedimiento para el muestreo de liquidos aislantes

Los recipientes de vidrio son recomendados para las muestras de aceite a las que se le van hacer las pruebas de rigidez dieléctrica debido a que facilmente pueden inspeccionerce y cerciorarce de que estan completamente limpios.

MUESTREO DE ACEITE DE TRANSFORMADORES

Las instrucciones generales para un muestreo de aceite de transformadores son las siguientes :

- 1).- Para las pruebas de rigidez dieléctrica acidez y tension interfacial, con una muestra en un recipiente cuyo volumen sea menor a los 2 litros es suficiente.
- 2).- Las muestra deberán ser tomadas en dias secos , y con poca humedad.
- 3).- Las muestras no deberán de ser tomadas en dias lluviosos que tienen por consecuencia una humedad atmosferica arriba del 70 %.
- 4).- Las muestra hay que protegerlas del viento y del polvo.
- 5).- Si las muestras son tomadas de válvulas, hay que limpiarlas para que esten libres de polvo y otros contaminantes.

PRUEBAS DEL FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia de un líquido aislante es el valor que se obtiene del coseno del ángulo de desfaseamiento entre el voltaje aplicado y la corriente resultante. El factor de potencia indica la pérdida de capacidad dielectrica del liquido aislante y que aumenta al incrementarse la temperatura . La prueba del factor de potencia en ampliamente usada en pruebas de aceptacion y mantenimientos preventivos en liquidos aislantes.

Esta prueba es comunmente hecha con la norma ASTM D-924.

Un aceite aislante en buen estado, no debe de exeder de 0.05 % a 20 ° C. Un factor de potencia alto en aceites o liquidos aislantes en indicio de deterioro y/o contaminación con sedimentos, carbon, humedad , barniz etc.... Un factor de potencia en aceite usado, que sea mayor que el 0.5% , deberá ser analizado en el laboratorio para detrmnar su origen.

En aceites aislantes como el askarel con un factor de potencia alto es considerado mayor a 2.0 % .

Un aceite nuevo se considera con un factor de potencia de 0.05% o menos a una temperatura de 20 ° C.

El carbon o asfalto en el aceite causa decoloracion. El carbon no necesariamente causa factor de potencia alto a menos de que presente humedad.

Las siguientes sugerencias sirven de guia para evaluar una prueba del factor de potencia:

Un aceite que tenga un factor de potencia cuyo valor se encuentre entre 0.5 y 2% a 20 ° C se considera satisfactorio.

Un aceite que tenga un factor de potencia cuyo valor sea superior al 2 % a 20 ° C debe de considerarse su regeneración.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 4

FUNDAMENTOS DE OPERACION DE RELEVADORES DE PROTECCION

INTRODUCCION

Las líneas eléctricas sirven para la transferencia de energía en grandes cantidades de un lugar a otro cercano o distante enlazando productores con consumidores, por lo que cualquier interrupción en la línea, interrumpe la alimentación de energía a una parte importante de consumidores, provocándose además inestabilidad en el sistema cuando las líneas son de alta tensión y de gran longitud.

Como se sabe, al ocurrir una falla en cualquier punto de un circuito de una red eléctrica, fluirá a tal punto una gran cantidad de corriente, llevándose a cabo una elevación o caída de tensión. Los valores de estas perturbaciones son primarios por lo que para detectarlos se colocan transformadores de corriente en el interior del equipo que se va a proteger y transformadores de potencial en algún lugar apropiado de la subestación. Los transformadores de corriente son los que proporcionan una señal precisa de corriente secundaria.

Lo mismo sucede con los transformadores de potencial los cuales proporcionan una señal secundaria de tensión. Estas dos señales son imprescindibles para el funcionamiento de los diferentes tipos de relés. Existe bastante información de cada uno de los diferentes tipos de relés por lo que en los siguientes capítulos solo se tratarán los detalles más importantes de cada tipo de relés entre los cuales podemos mencionar: Su principio de funcionamiento, su circuito de protección y su circuito de control, así como sus partes principales de que constan. Además se incluirá un diagrama elemental general de un interruptor, mencionando sus partes más importantes. Todo esto para hacer más completa esta información.

El relé de protección es operado por una señal secundaria enviada por el transformador de corriente o por un transformador de potencial según sea el caso. Este relé al mismo tiempo por medio de sus contactos hace que el interruptor opere disparándose. Más adelante veremos con más detalle como sucede esto.

CLASIFICACION DE LOS RELÉS

Clasificación de los relés tomando en cuenta sus características constructivas, los cuales pueden ser:

- a) Relés electromagnéticos. Estos relés se basan en la fuerza de atracción ejercida entre pieza de material magnético. Estos relés son accionados por una señal de corriente.

- b) Relés de inducción. Estos relés tienen muchas aplicaciones y su principio de funcionamiento es el mismo que el de los motores de inducción, los cuales utilizan el sistema de estructura electromagnética. Son accionados por una señal de corriente.
- c) Relés electrónicos. Estos relés funcionan por medio de diodos, tiristores, transistores, etc... Su principal característica es que son de mayor velocidad de operación. Su funcionamiento es equivalente al de los relés electromagnéticos.
- d) Relés térmicos. Estos relés operan dejando fuera de servicio al equipo o máquina que protegen, y el cual ha sido sometido a sobre cargas o a falla. Estos efectos producen calentamiento excesivo elevando la temperatura de los devanados. Estos relés generalmente toman en cuenta la imagen térmica del equipo que protege, es decir, de un dispositivo cuya ley de calentamiento sea análoga a la ley del objeto protegido. Tienen tres contactos los cuales cierran a diferentes temperaturas. Uno de tales contactos sirve para el control de abanicos otro para enviar una señal de alarma en último para enviar una señal de disparo dejando fuera el equipo que se protege.

PRINCIPIOS EN QUE SE BASAN LOS RELEVADORES

En realidad solo hay dos principios fundamentales en los que se basan la operación de los relevadores:

- 1.- Atracción Electromagnética
- 2.- Inducción Electromagnética

Ejemplo:

Se han construido dos tipos de relevadores, el primero consiste en un vástago dentro de un solenoide, o una pieza magnética atraída por un electroimán, figura 4.1

El segundo está en el principio del motor de inducción o de los discos de un Watthorímetro que se basa este último en la acción de dos flujos magnéticos desfasados como se explica a continuación.

La figura 4.2 muestra una placa de material conductor por ejemplo de aluminio sobre la cual inciden dos campos magnéticos variables los cuales inducen en la placa fuerzas electromotrices alrededor de ellas que se traducen en corrientes y que producen un flujo que reaccionan con los primitivos, las corrientes producidas por uno de los flujos al reaccionar con el otro producen fuerzas que tienen el sentido marcado en la figura y que en último término actual sobre el rotor en la forma siguiente y de acuerdo con las ecuaciones que se desarrollan a continuación:

El flujo $\phi_1 = \phi_1 \text{ Sen } (\omega t)$

dónde ϕ_1 es el flujo máximo

Así mismo:

$$\phi_2 = \phi_2 \text{ Sen } (\omega t + \theta)$$

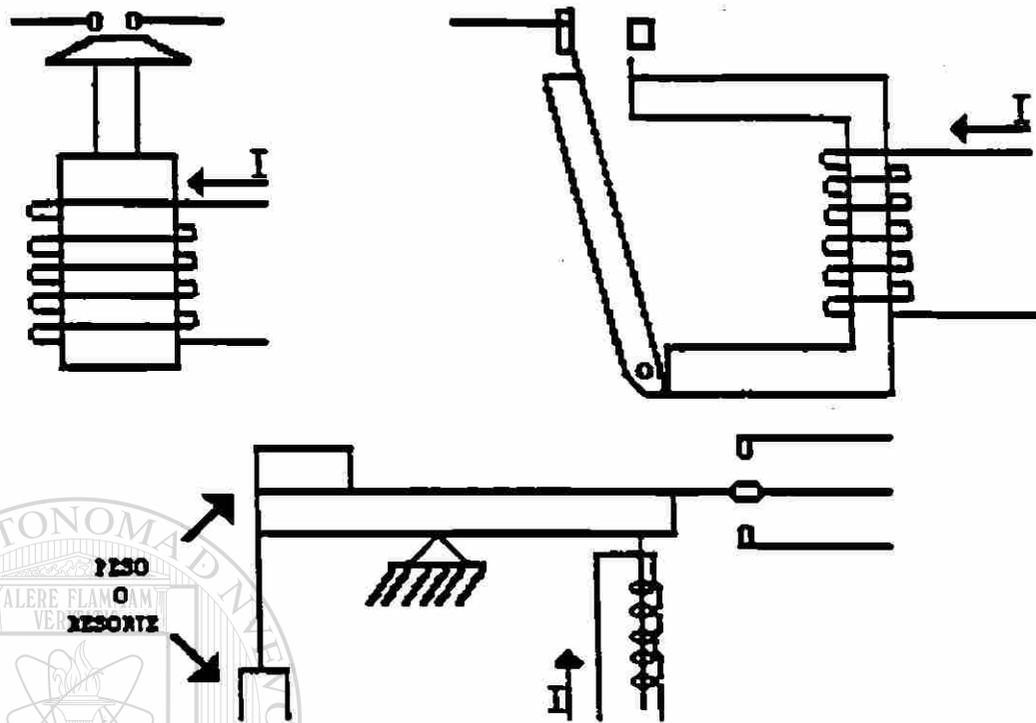
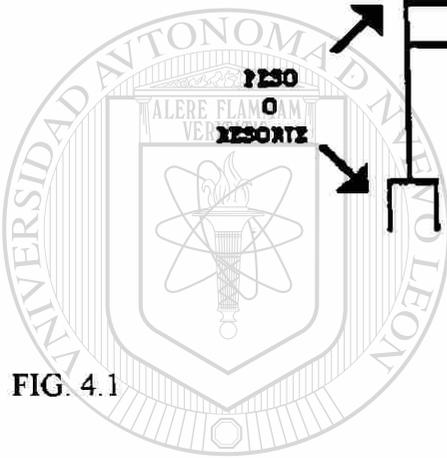


FIG. 4.1



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

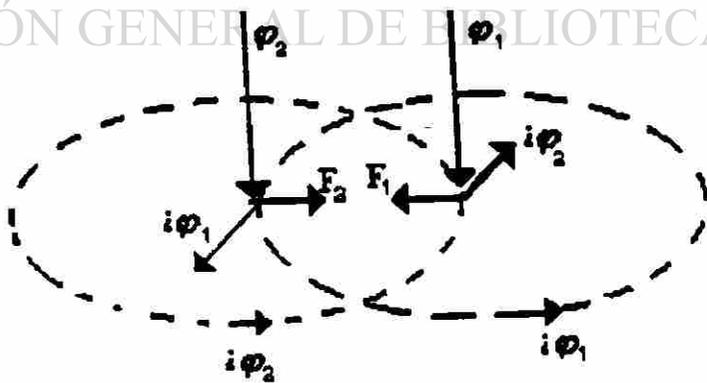


FIG. 4.2

Siendo θ el ángulo de fase entre los dos flujos ϕ_1 y ϕ_2 . Para evitarnos el considerar por lo pronto la autoinducción de las corrientes creadas en la placa y también el ángulo de fase de estas con respecto a sus fuerzas electromotrices que por lo demás son despreciables, se puede establecer que las corrientes son proporcionales a las derivadas del flujo con respecto al tiempo, según las expresiones siguientes:

$$I \phi_1 \propto \frac{d \phi_1}{dt} \propto \phi_1 \cos (wt)$$

$$I \phi_2 \propto \frac{d \phi_2}{dt} \propto \phi_2 \cos (wt + \theta)$$

Como se ve en la figura las fuerzas F_1 y F_2 se encuentran en oposición y la resultante será la diferencia de ellas.

$$F = (F_2 - F_1) \propto (\phi_2 i \phi_1 - \phi_1 i \phi_2)$$

Sustituyendo los valores de ϕ_1 y ϕ_2 tenemos:

$$F = (\phi_2 \phi_1 \cos wt - \phi_1 \phi_2 \cos (wt + \theta))$$

Pero a su vez sustituyendo los valores de ϕ_1 y ϕ_2 tenemos:

$$F \phi_2 \sin (wt + \theta) \phi_1 \cos wt - \phi_2 \sin wt \phi_2 \cos (wt + \theta)$$

Sacando ϕ_1 y ϕ_2 como factor común tenemos:

$$F \propto \phi_1 \phi_2 [\sin (wt + \theta) \cos wt - \sin wt \cos (wt + \theta)]$$

La expresión dentro del paréntesis equivale a:

$$\sin (wt + \theta - wt) = \sin \theta$$

La cual se reduce a:

$$F \propto \phi_1 \phi_2 \sin \theta$$

La cual nos indica que la fuerza resultante es constante en todo momento dependiendo únicamente de los valores máximos de los flujos y el ángulo de fase entre ellos.

Los relevadores del tipo de inducción aprovechan este principio produciendo dos flujos sobre un disco que se mueve actuando por la fuerza que resulta que es máxima cuando los flujos tienen un ángulo de fase entre sí de 90° .

Apoyándose en este principio de inducción se han construido dos clases originales de relevadores eléctricos:

- 1.- Las que actúan debido a una sola fuente de señales.

2.- Los que lo hacen debido a dos o más fuentes.

Un ejemplo de los primeros es el que se describe a continuación en la figura 4-3

Es un disco de inducción sobre el cual se cierra un circuito magnético con una bobina. El núcleo está dividido en dos regiones: una por la que pasa al flujo resultante de la corriente de la bobina y otra donde se han devanado y puesto en corto circuito un embobinado o una sola espira que defasa una parte del flujo que atraviesa el entrehierro. De esta manera una sola fuente de señales hace actuar al disco en determinadas condiciones.

Otro ejemplo es el de un relevador de sobrecorriente con características de tiempo inverso como el siguiente:

Lleva una bobina el núcleo interior que es la única fuente de señales y esta corriente crea otra por medio de un acoplamiento magnético sobre las bobinas del núcleo superior que produce una fuerza actuante en el disco debido al defasamiento final de los flujos, figura 4.4.

La segunda clase de relevadores es la que pone en juego dos bobinas sobre un solo núcleo o sobre dos núcleos separados como por ejemplo el ya conocido como núcleo de un waththorimeto, figura 4.5.

Sobre una bobina se pueden mandar las señales de corriente producidas por un T.C. y sobre la segunda las señales de corriente tomadas desde un T.P.

De esta manera también con dos corrientes de fuentes distintas se hacen operar el relevador.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CARACTERISTICAS

Es conveniente tener un conocimiento de las propiedades generales y particulares de los relevadores, con el fin de aprovecharlas en la solución de los problemas que presenta la protección de un sistema eléctrico.

Entre las características principales de los relevadores, se encuentre el tiempo de operación y aún más la facilidad para ajustarlo.

Esta ha sido una de las principales propiedades que han contribuido al desarrollo tan amplio de la protección por relevadores, ya que se puede lograr una coordinación perfecta en tiempo de apertura de los interruptores, de tal manera que se aislan las regiones afectadas por fallas, abriéndose primero los

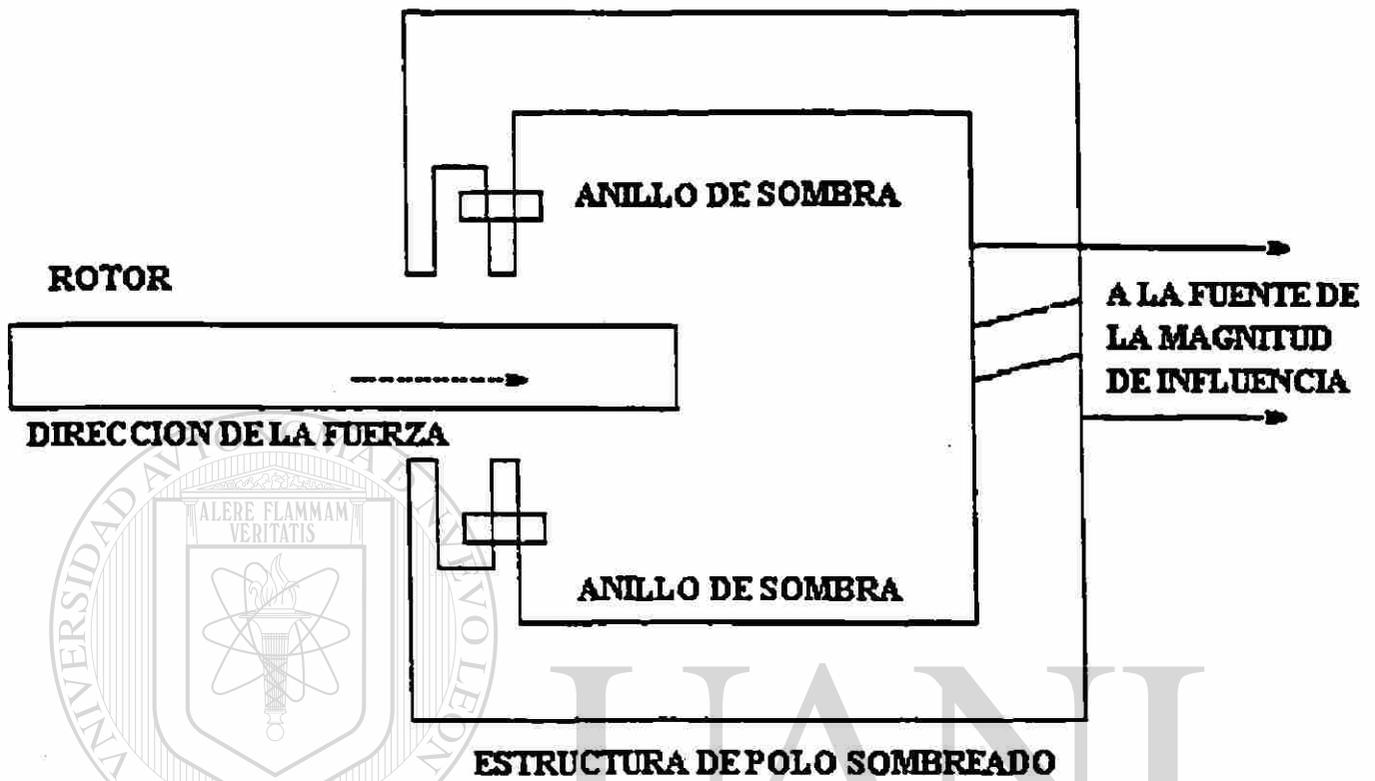


FIG. 4.3

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

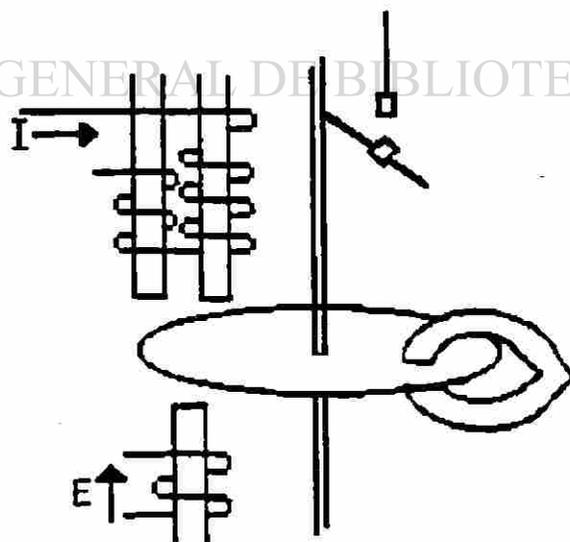


FIG. 4.4

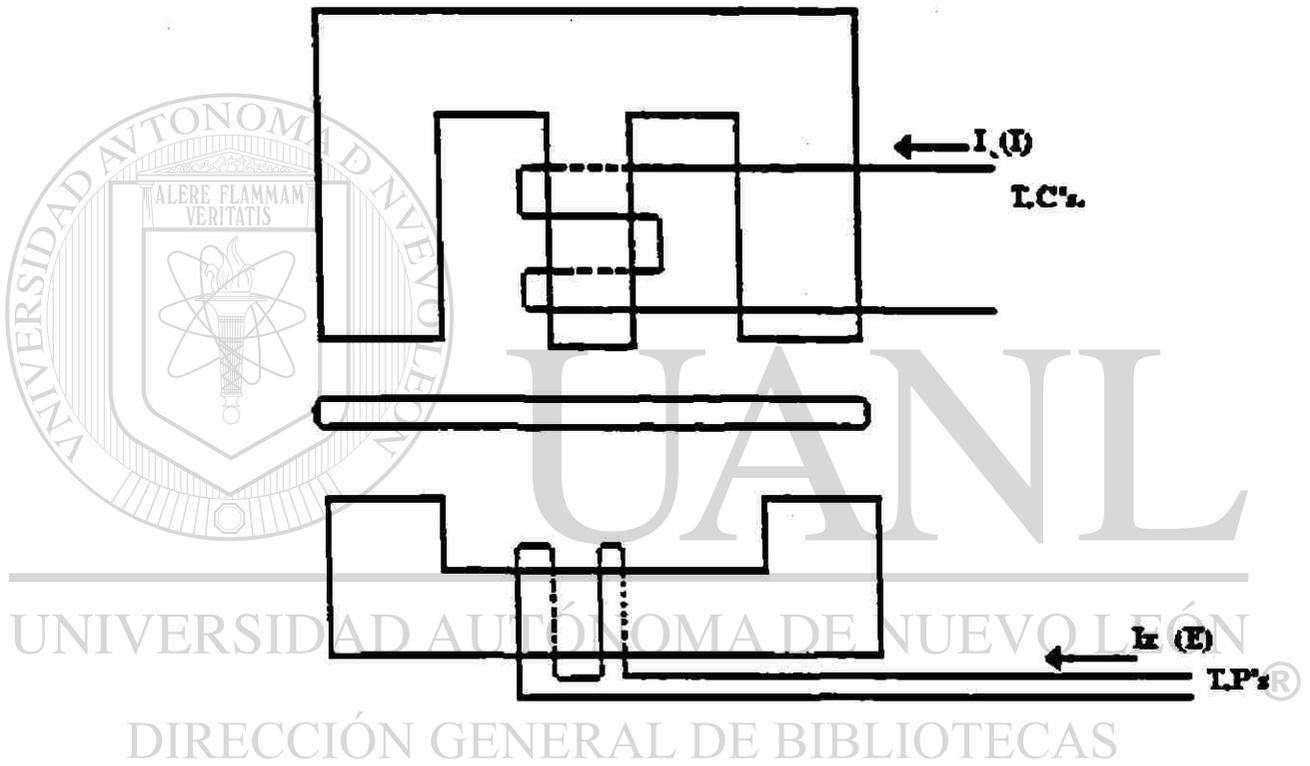


FIG. 4.5

interruptores próximos a la falla o los que convengan para la mejor operación. La sensibilidad de un relevador es otra característica que nos permite contar con una protección de gran utilidad para las instalaciones donde equipo muy costoso sea defendido contra fallas que por muy ligeras que sean, afectan grandemente su buena operación.

La selectividad de los relevadores, es la propiedad que tienen de reconocer las fallas que dañen, la buena operación del sistema, puede aparecer un grupo de señales en el relevador, y éste, solo debe responder a la que conviene al sistema. No debe por ejemplo, operar un relevador de sobrecorriente debido a las sobrecargas de un transformador, a menos que éstas pasen de ciertos límites y que duren tiempos fuera de los previsto. Seguridad, en su operación es una característica importantísima puesto que no puede permitirse que el relevador deje de trabajar en el momento preciso.

Para esto es necesario que sean suficientemente robustos sus contactos y sus bobinas deben ser capaces de llevar las corrientes que por ellos puedan circular, y no solamente implica la buena construcción del aparato mismo y sus protecciones propias; como cajas, sino los aparatos y sistemas auxiliares o asociados a estos relevadores como por ejemplo: la alimentación de corrientes continua o directa que puede no estar en condiciones de trabajar cuando es preciso.

Algunos relevador y equipo de protección operan muy raras veces, tanto como una vez al año, y sin embargo, deben estar prontos a operar en el momento que sean necesarios, en cambio, otros lo hacen tan frecuentemente que su mantenimiento debe ser constante. En la construcción de estos aparatos debe tenerse en cuenta que es necesario probarlos de tiempo en tiempo y así por ejemplo, hemos visto aparecer cuchillas de prueba en los tableros, y modernamente peines que salen de la misma caja para facilitar las pruebas en caso necesario.

Por último se puede decir que los relevador no son para evitar fallas en el sistema, sino para cuando aparezcan éstas, hacer operar relevador o mecanismos que hagan disminuir los efectos de las fallas. ®

En cuanto a los contactos que se cierran o se abren en los relevador se ha venido desarrollando un sistema que establece dos tipos: los llamados normalmente abiertos y los llamados normalmente cerrados. La razón de haberse llamado en tal forma es porque se considera que la bobina o bobinas que actúan los contactos se encuentran en condición normal cuando están sin que pase por ellas una corriente suficiente para hacer operar los contactos, ya que un buen sistema de relevador debe estar en estas condiciones la mayor parte del tiempo y condición normal cuando ha terminado de cumplir con su misión.

Este sistema era correcto cuando no había más que ciertos tipos de relevador , pero a medida que se han ido aprovechando los principios de electricidad no es completamente correcto, ya que por ejemplo hay relevador que en su condición normal se encuentran equilibrados comparando las corrientes y en el momento en que el desfase entre ellas o la diferencia de magnitudes, la dirección de alguna corriente, etc., hacen operar los contactos, no siendo correcto ni claro el concepto de normalmente abiertos o normalmente cerrados.

A pesar de lo anterior se seguirá encontrando el signo:



de los contactos normalmente cerrados y normalmente abiertos respectivamente, en los diagramas.

REPOSICION (RESET)

Otra característica de los relevador que se deriva de los contactos es la llamada "Reposición" que no es otra más que el restablecimiento de las condiciones normales del relevador después de que esté actuado. Esta reposición puede hacerse en dos formas, la denominada "Reposición Eléctrica" y la "Reposición Manual". La reposición eléctrica puede considerarse automática puesto que al dejar de existir las condiciones de operación los contactos del relevador vuelven a quedar en la posición que tenían antes de la operación.

Es necesario que el operador de un sistema se de cuenta cuando un relevador ha operado, y para esto la mayoría de los relevadores están equipados con banderas de señales que aparecen cuando el relevador ha actuado. Estas banderas son actuadas por bobinas o contactor auxiliares y cuando independiente de un cuadro de señales aparte.

RELEVADORES DE INDUCCION DIRECCIONALES

El relé direccional es de tipo de inducción y solamente toma en cuenta en que dirección se encuentra falla. Por lo que cierra sus contactos solamente cuando la energía circula en un sentido determinado.

Debido a la característica direccional este relé tiene la característica principal de funcionamiento de ser selectivo, o sea que desconecta solamente la línea que ha fallado. Sus contactos cierran o abren según sea el ángulo formado por los vectores representativos de la corriente y la tensión.

La señal de corriente y de tensión que se suministra a cada relé direccional, no debe ser de una misma fase ya que al producirse una falla en tal fase la tensión y el factor de potencia caen a valores muy bajos lo cual dificulta el funcionamiento del relé. Por esta razón se aplica a cada relé una tensión entre fases.

La señal de corriente que reciben éstos relés al igual que todos los demás que necesiten de esta señal para su funcionamiento, viene de los transformadores de corriente, los cuales generalmente vienen montados en la parte interior de los interruptores, transformadores de potencia, etc... vienen uno o dos por fase, tanto para protección como para medición.

La señal de tensión la reciben de los transformadores de potencial los cuales generalmente se colocan en la subestación conectándose del bus principal. Al igual que todos aquellos relés que necesitan de esta señal para su funcionamiento.

La protección direccional se utiliza donde existen dos o más tramos de línea, así pues los dos extremos de la línea deben de estar provistos de relés direccionales de protección los cuales deben de operar solamente cuando el defecto está en dirección de línea. En la actualidad los relés direccionales cierran sus contactos según sea el sentido de la energía independientemente de la magnitud de la potencia y de la corriente aunque ésta debe de excederse de un límite.

UNIDAD DIRECCIONAL

La unidad direccional es un producto que se realiza en la unidad de operación la cual es del tipo cilindro de inducción sobre el cual interacciona entre el circuito del flujo de polarización y el circuito del flujo de operación.

Mecánicamente la unidad direccional está compuesta de cuatro componentes básicos:

- a) Marco de aluminio de forma de cuña fundida.
- b) Marco Electromagnético
- c) Elemento Móvil
- d) Puente Moldeado

El marco sirve como estructura de montaje para el núcleo magnético.

El marco electromagnético tiene dos bobinas de polarización conectadas en serie y montadas diametralmente opuestas una de la otra; dos bobinas de operación conectadas en serie y montadas diametralmente opuestas una de la otra.

El elemento móvil consiste de un resorte en espiral de un contacto móvil y de un cilindro de aluminio montado sobre una pequeña flecha. Los topes del elemento móvil o contacto móvil son una parte integral del puente el cual está fijo al marco electromagnético. Este puente es usado para el montaje del ajuste del contacto estacionario.

Con los contactos fijos y móvil se logra hacer la conexión eléctrica y así poder mandar una señal de disparo al interruptor del tramo de línea protegido, al ocurrir una falla en tal tramo siempre y cuando se cierren tales contactos cuando el relé direccional opere satisfactoriamente.

Los contactos de la unidad direccional son conectados en serie con la bobina de polos sombreados de la unidad de sobre corriente, dándole control direccional a la unidad de sobrecorriente. Este arreglo evita que el relé opere para fallas en la dirección de no disparo.

CARACTERISTICAS

Las características de tiempo de los relés direccionales de sobre corriente son de tiempo corto, de tiempo largo, inverso, y de tiempo extremadamente inverso. Esto también se verá con más detalle en el siguiente capítulo. Puesto que se verá por medio de figuras, las cuales mostrarán las características de tiempo al cual los contactos cierran para un determinado ajuste de palanca y un determinado valor de corriente en múltiplos del tap de corrientes aplicado al relé.

Los relés direccionales se utilizan para protección de algún tramo de línea y cuando la falla ocurre en as fases, pero también se utilizan para cuando la falla que ocurre es a tierra.

A continuación se mostrará por medio de la figura 4.6 el diagrama vectorial para el par máximo en un relé direccional.

Según las magnitudes de influencia para el funcionamiento de los relés direccionales, el par es estrictamente.

$$T = K_1 VI \cos(\theta - \varphi) - K_2$$

dónde:

V= La magnitud eficaz de la tensión aplicada a la bobina de tensión del circuito

I = La magnitud eficaz de la corriente de la bobina de corriente

Diagrama vectorial para el par máximo en un relé direccional el cual funciona con las magnitudes de tensión y de corriente el relé es del tipo de inducción.

θ = El ángulo entre I y V

τ = El ángulo de par máximo

El valor de φ es del orden de 60° a 70° de atraso para la mayoría de las bobinas de tensión y por lo tanto, τ será del orden de 20° a 30° de adelanto si no hay impedancia en serie con la bobina de tensión. Con la inserción en el circuito del relé de una combinación de resistencia y capacidad en serie con la bobina de tensión, podemos cambiar el ángulo entre la tensión aplicada e Iv a casi cualquier valor, ya sea atrasando o adelantando V sin cambiar la magnitud de Iv. Por lo mismo el ángulo de par máximo puede hacerse casi a cualquier valor deseado.

CARACTERISTICAS DE FUNCIONAMIENTO

En el punto de equilibrio, cuando el relé está en el límite del funcionamiento, el par neto es cero, y tenemos:

$$VI \cos(\theta - \tau) = K_2/K_1 = \text{constante}$$

Esta característica de funcionamiento muestra en la figura 4.7 mediante coordenadas polares. La magnitud polarizante, que es la tensión para este tipo de relé es la diferencia y la magnitud es constante. Por lo que se obtiene:

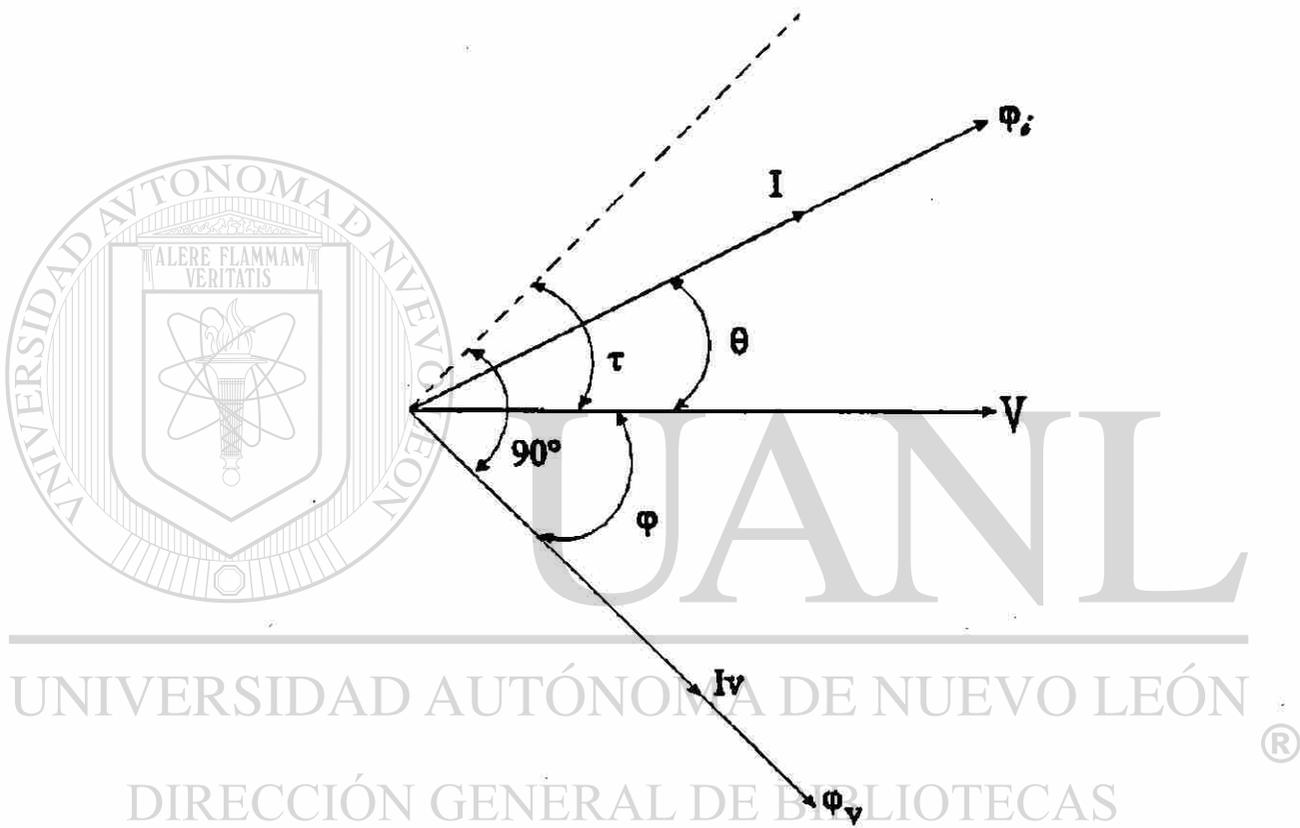


FIG. 4.6

$$I \cos(\theta - \tau) = \text{constante}$$

Cualquier vector de corriente cuya punta esté situada en el área del par positivo originará la puesta en trabajo del relé; ésta no se pondrá en trabajo, o se repondrá, para cualquier vector de corriente cuya punta está situada en el área del par negativo.

Para una magnitud diferente de la tensión de referencia, la característica de funcionamiento será otra, nada más que paralela a la anterior o sea cuando la magnitud de la tensión era constante según la figura en cuestión y relacionada a ésta por la expresión.

Donde $I_{\text{mín.}}$ es la magnitud mínima de todos los vectores de corriente cuya puntas finalizan en la característica de funcionamiento. $I_{\text{mín.}}$ es conocida como la corriente mínima de puesta en trabajo del relé aunque debe de ser algo mayor para cumplir con su cometido. De este modo hay un número infinito de características de funcionamiento, una para cada magnitud posible de la tensión de referencia.

Siempre se desea que el par máximo ocurra en algún valor de θ diferente de 90° , lo cual se logra poniendo en paralelo una resistencia o un capacitor con las bobinas principales.

LA ECUACION UNIVERSAL DEL PAR DE N RELEVADOR

Todos los relevadores ya considerados son meramente combinaciones de los tipos que han sido descrito. En este punto podemos escribir la ecuación universal del par como sigue:

$$T = K_1 I^2 + K_2 V_2 + K_3 VI \cos(\theta - \tau) + K_4$$

Asignando signos más o menos a algunas de las constante, haciendo cero las otras, y añadiendo algunas veces otros términos similares, pueden expresarse las características de funcionamiento de todos los tipos de relevadores de protección.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 5

DESCRIPCION DE LA PROTECCIÓN DIRECCIONAL, DIFERENCIAL Y SOBRECORRIENTE

PROTECCIÓN DIRECCIONAL

La protección direccional tiene múltiples aplicaciones y es de las más sencillas y económicas principalmente para pequeños sistemas en anillo, donde hay derivaciones que se pueden controlar con interruptores.

Un ejemplo de esto lo tenemos en el sistema que se explica a continuación, en la figura 5.1

Un anillo como el mostrado con subestaciones en las derivaciones marcadas, usa la protección direccional en los interruptores indicados por las flechas, de tal manera que operan cuando hay una falla en el sector comprendido entre dos interruptores, por ejemplo, si hay falla en el punto A se abrirán los interruptores E y F, porque la alimentación al corto circuito esta en el sentido en que debe operar la protección direccional, en cambio los interruptores D y G permanecerán cerrados, los demás interruptores que tienen el mismo sentido de los E y F, se ajustan sus tiempos de operación en la siguiente forma figura 5.1

Partiendo por la rama derecha el interruptor más alejado de los que operan en el mismo sentido, es el interruptor B y es el que debe tener un ajuste de tiempo menor, por ejemplo 0.1 seg. el D llevará un tiempo ligeramente mayor de 0.2 seg., G 0.3 seg., E 0.4 seg., y C 0.5 seg.

De esta manera, se logra que una falla en cualquier punto no trascienda a otra parte del sistema y no operen falsamente otros interruptores, sucediendo esto en la siguiente forma.

Si analizamos el mismo punto A, de acuerdo con los sentidos de operación, se abre primero el F, en el sentido de la rama derecha, después el H, y por último el J. Del otro lado se abriría primero el E, y después el C, logrando así la combinación de ajustes de tiempo y dirección y aislar únicamente la parte del sistema afectada, sin interrumpir el servicio de las Subestaciones.

Los interruptores A y L no necesitan protección direccional, y con sobrecorriente y su ajuste de tiempo será suficiente.

Otro ejemplo de aplicación es el que se muestra en la figura 5.2

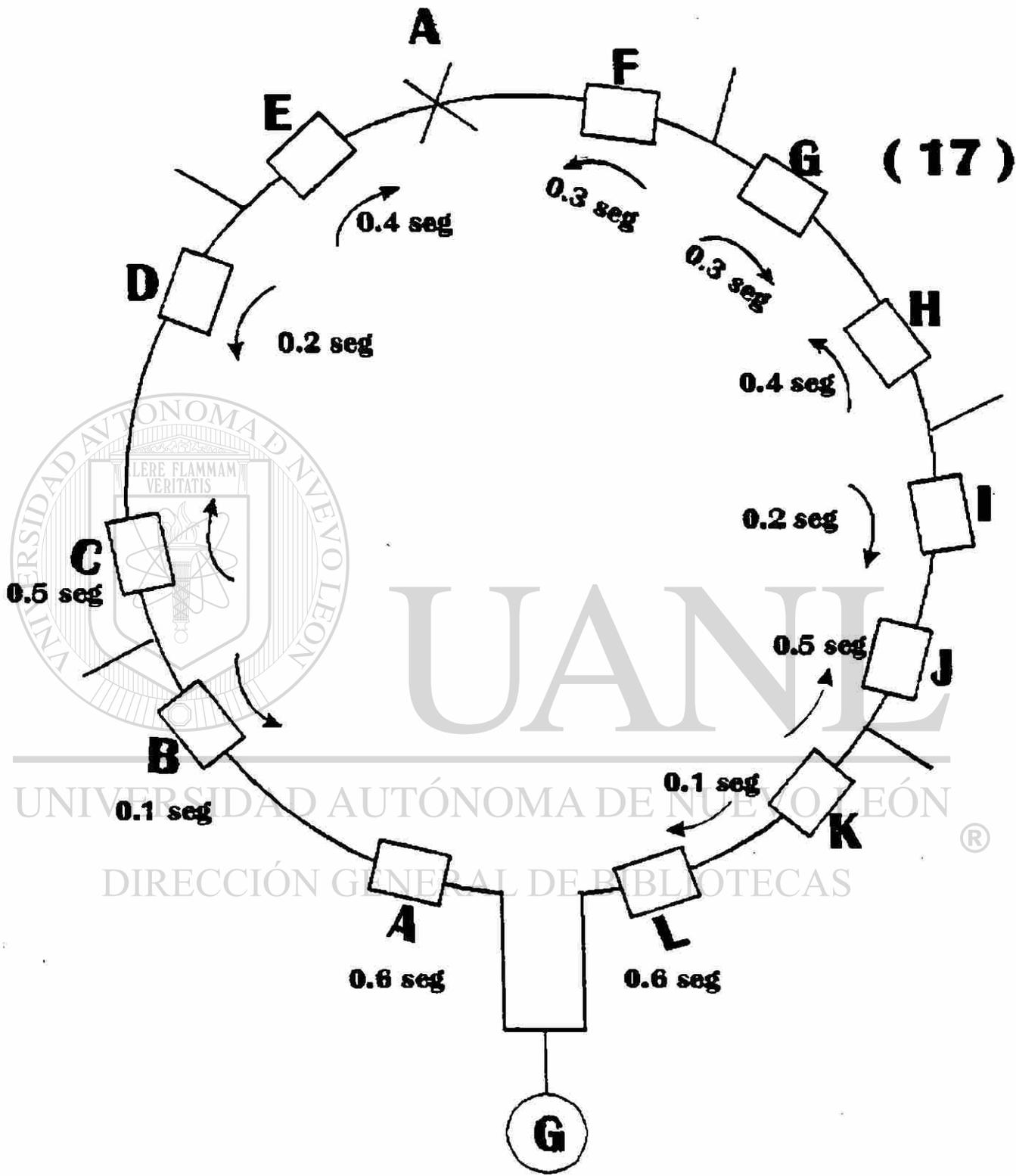
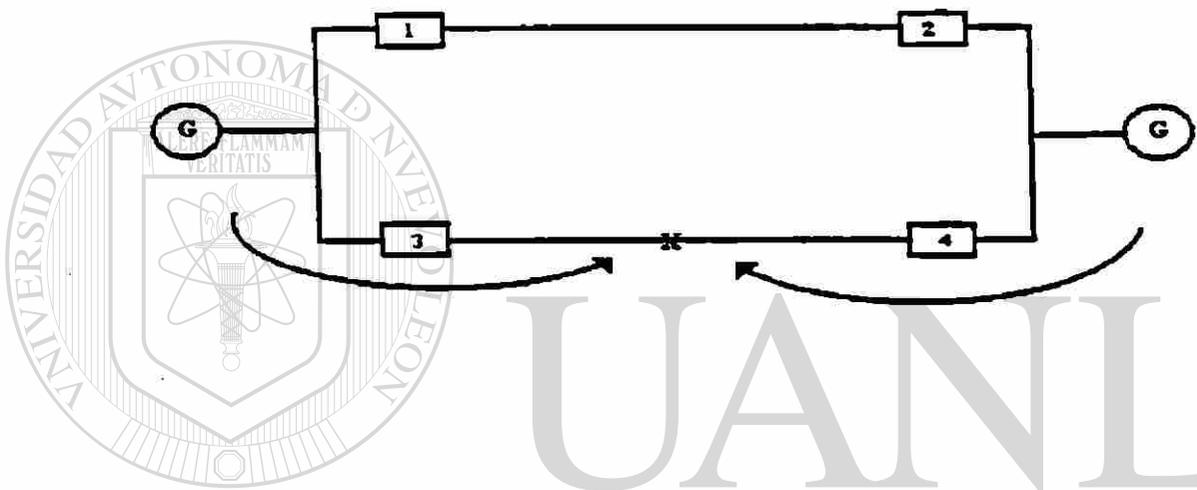


FIG. 5.1



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

FIG. 5.2

En líneas de alimentación que trabajan en paralelo, se usa protegerlos direccionalmente haciendo que los interruptores operan en la forma indicada con las flechas. Si existe una falla en una de ellas, por ejemplo en el punto A, únicamente operan los interruptores 3 y 4.

PRINCIPIOS EN QUE SE BASAN ESTOS RELEVADORES

La protección direccional comprende dos partes, la dirección de la potencia y la sobrecorriente que produce la falla, los relevadores pueden estar contruidos para comprender los dos elementos en la misma caja o seperados. El elemento de potencia direccional puede también basarse en el principio de inducción utilizando dos fuentes de alimentación del mismo sistema, que pueden ser corriente y voltaje o corriente y corriente y en esta última de diferentes partes del sistema.

La operación de estos relevadores depende de la comparación de estas dos cantidades y del ángulo que forma entre ellas.

Se procura tener una de ellas fija o como punto de referencia, llamándose fuente polarizante.

Tomando como ejemplo el voltaje como factor de referencia de corriente puede variar en magnitud y en ángulo con respecto a este de tal manera que cuando el extremo del vector corriente caiga en una región determinada, opera el relevador, así en el siguiente diagrama se ven los vectores mencionados. (figura 5.3)

Haciendo permanecer fijo el vector voltaje en la posición marcada y considerando que la corriente puede variar tanto en magnitud como en ángulo a través de los 360° y considerando que la corriente y el voltaje provienen de fuentes como la indicada en la figura que marcan un defasaje de 30° (figura 5.4)

El diagrama nos explica que cuando la corriente y el voltaje forman un ángulo de 30° al llegar al relevador, trabaja este en sus condiciones mejores y haremos adaptaciones al aparato para que en este momento nos produzca el máximo par el disco.

Si hay variaciones de la corriente en ángulo dentro de la región no sombreada habrá operación del disco, mientras que cuando la corriente se encuentre en la región sombreada no se permitirá que el relevador trabaje.

Cuando por necesidades del sistema quisiéramos que el relevador operara precisamente en sentido contrario al mencionado anteriormente, es decir, que la operación del relevador se efectuar con una corriente contraria a la que consideramos solo tendríamos que cambiar la conexión de la bobina de corriente en cuanto a su polaridad, esto es, cambiando X_1 por X_2 , y por lo tanto las condiciones del relevador y las características de dirección estarán supeditadas a la polaridad que pueden depender de las conexiones externas o internas del relevador direccional, figura 5.9.

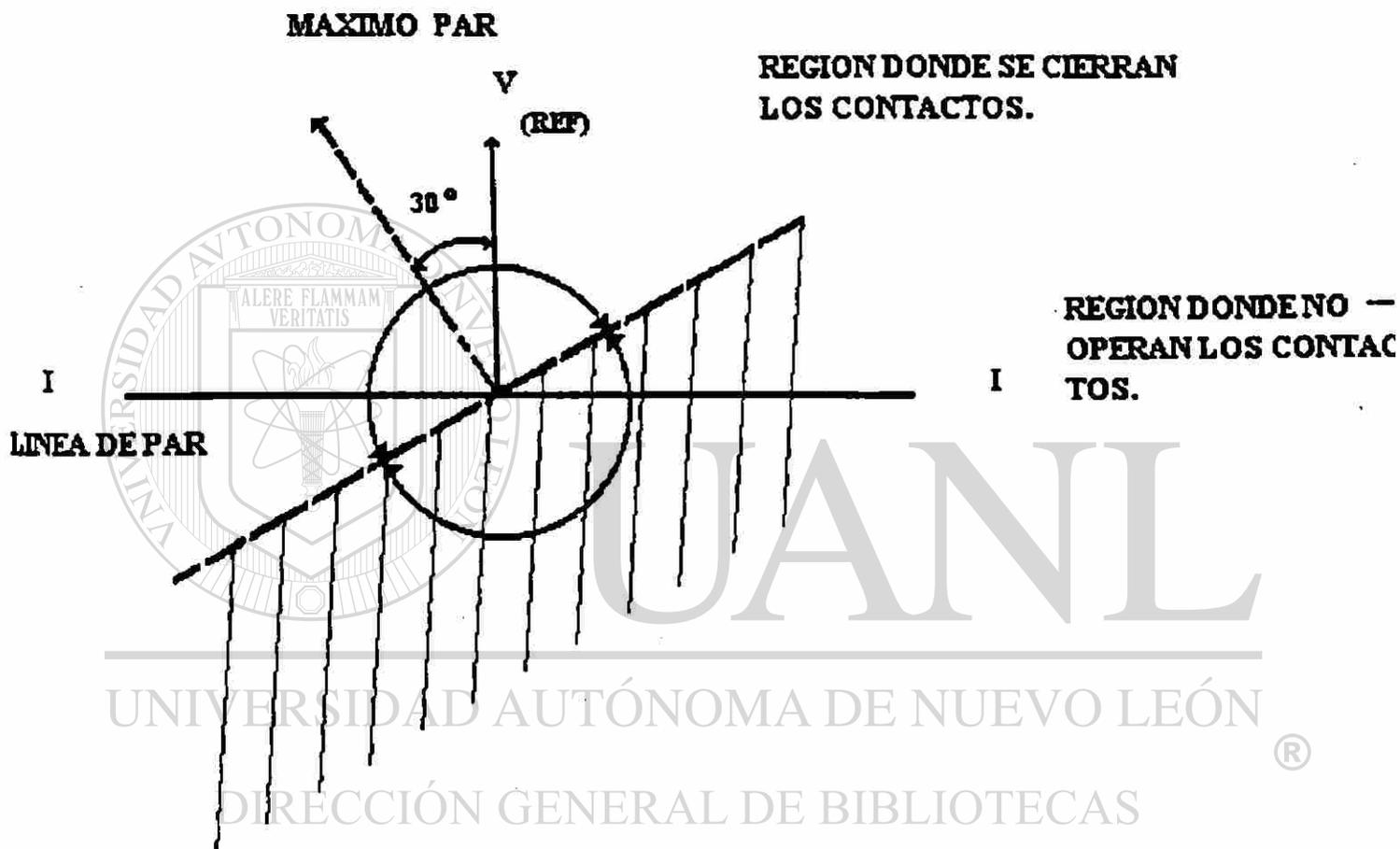


FIG. 5.3

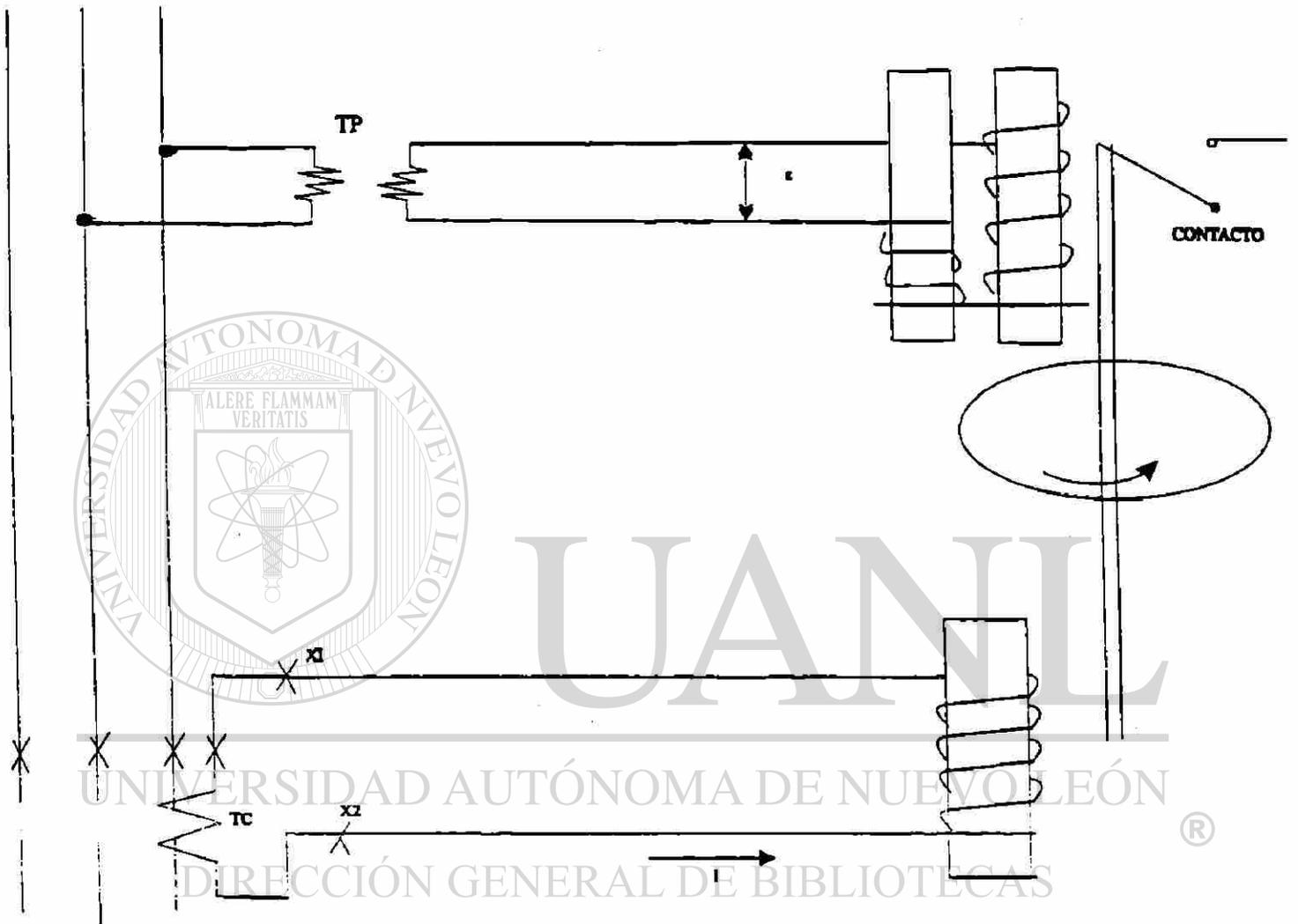


FIG. 5.4

Las combinaciones del voltaje y la corriente pueden ser analizadas vectorialmente y presentan tres tipos que se usan en los sistemas direccionales.

- 1a. Conexión de 90°
- 2a. Conexión de 30°
- 3a. Conexión de 60°

Estas conexiones están representadas en los siguientes diagramas vectoriales, mostrados en la figura 5.5

Las conexiones que producen estos diagramas se muestran en la figura 5.6

Hasta ahora hemos mostrado la forma en que trabaja un elemento de potencia de un relevador direccional, cuando este es monofásico, pero también los hay trifásicos en sus principios fundamentales son iguales a los monofásicos puesto que también comparan el voltaje y la corriente de un sistema, pero los primeros (los trifásicos) están contruidos mecánicamente como motor de inducción. El diagrama de la figura 5.7 da una idea de su construcción.

Tienen un núcleo giratorio que está actuado por tres juegos de bobinas colocadas en núcleos a 120° físicos.

Como se dijo al principio del estudio de los relevadores direccionales, éstos pueden llevar incluidos un elemento de sobrecorriente cuyos contactos se encuentran en serie con los del elemento direccional y el relevador solo producirá efectos en el caso que intervengan las dos partes: la sobre corriente y la direccional.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

RELEVADORES DIRECCIONALES APLICADOS A LA PROTECCION DE FALLAS A TIERRA

Se han construido relevadores direccionales para proteger fallas a tierra que han dado mayor sensibilidad y selectividad que los llamados de sobrecorriente de tierra. Se sobreentiende que solo se aplican a sistemas de neutro conectados a tierra.

Están basados también en la comparación de dos cantidades, una de las cuales se toma para polarizar. Son del tipo de inducción sobre un disco y tienen unidades instantáneas electromagnéticas.

Desde el punto de vista de la polarización se dividen en dos tipos que son: las de *polarización por corriente* y las de *polarización por potencial*.

Las combinaciones del voltaje y la corriente pueden ser analizadas vectorialmente y presentan tres tipos que se usan en los sistemas direccionales.

- 1a. Conexión de 90°
- 2a. Conexión de 30°
- 3a. Conexión de 60°

Estas conexiones están representadas en los siguientes diagramas vectoriales, mostrados en la figura 5.5

Las conexiones que producen estos diagramas se muestran en la figura 5.6

Hasta ahora hemos mostrado la forma en que trabaja un elemento de potencia de un relevador direccional, cuando este es monofásico, pero también los hay trifásicos en sus principios fundamentales son iguales a los monofásicos puesto que también comparan el voltaje y la corriente de un sistema, pero los primeros (los trifásicos) están contruidos mecánicamente como motor de inducción. El diagrama de la figura 5.7 da una idea de su construcción.

Tienen un núcleo giratorio que está actuado por tres juegos de bobinas colocadas en núcleos a 120º físicos.

Como se dijo al principio del estudio de los relevadores direccionales, éstos pueden llevar incluidos un elemento de sobrecorriente cuyos contactos se encuentran en serie con los del elemento direccional y el relevador solo producirá efectos en el caso que intervengan las dos partes: la sobre corriente y la direccional.

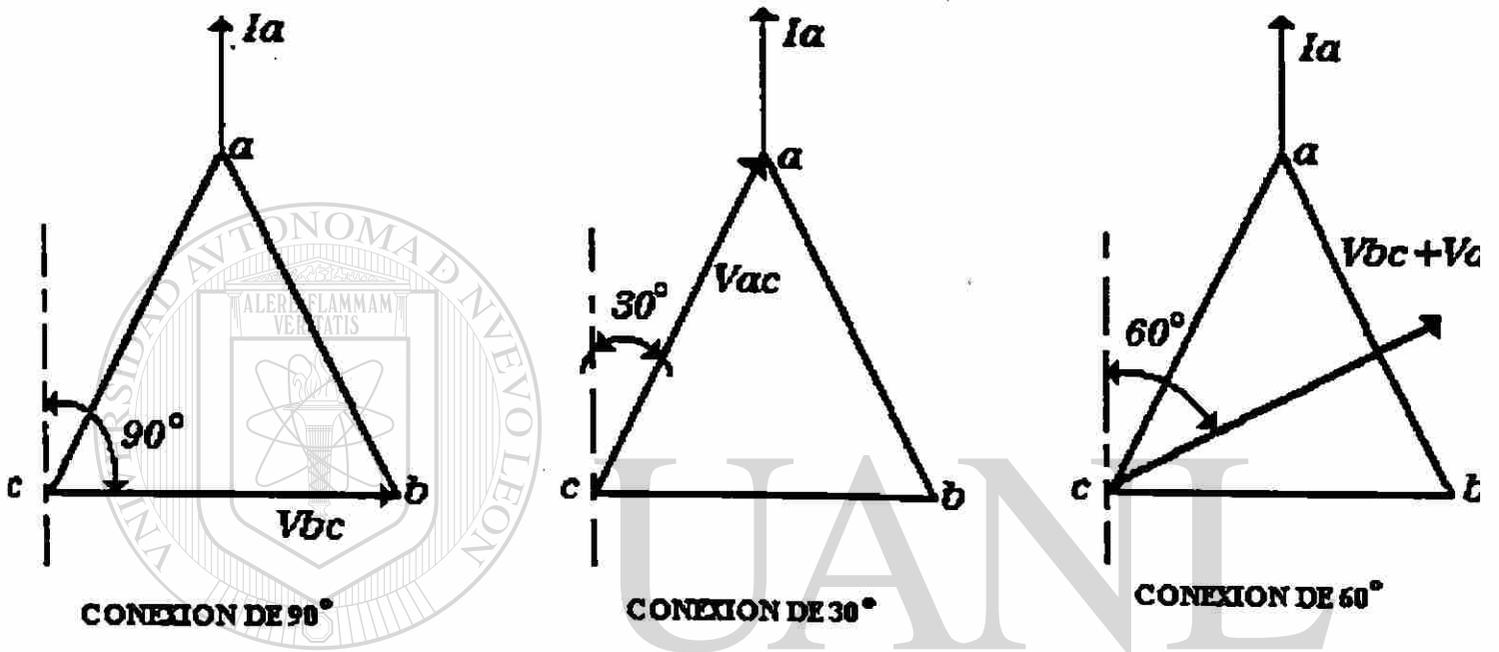
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

RELEVADORES DIRECCIONALES APLICADOS A LA PROTECCION DE FALLAS A TIERRA

Se han construido relevadores direccionales para proteger fallas a tierra que han dado mayor sensibilidad y selectividad que los llamados de sobrecorriente de tierra. Se sobreentiende que solo se aplican a sistemas de neutro conectados a tierra.

Están basados también en la comparación de dos cantidades, una de las cuales se toma para polarizar. Son del tipo de inducción sobre un disco y tienen unidades instantáneas electromagnéticas.

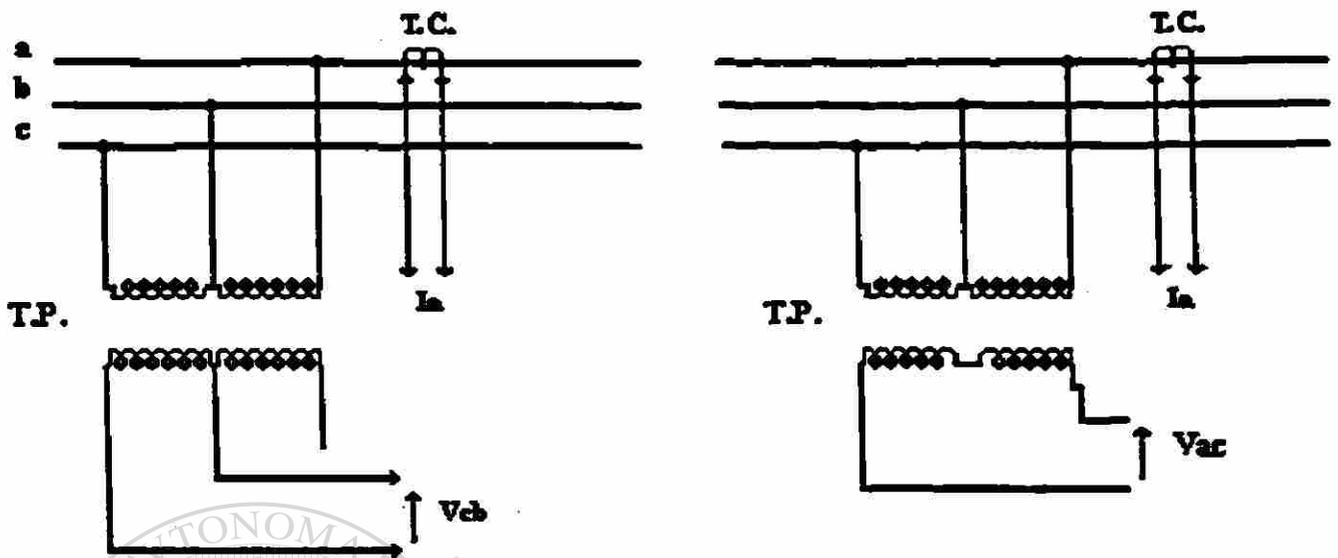
Desde el punto de vista de la polarización se dividen en dos tipos que son: las de *polarización por corriente* y las de *polarización por potencial*.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

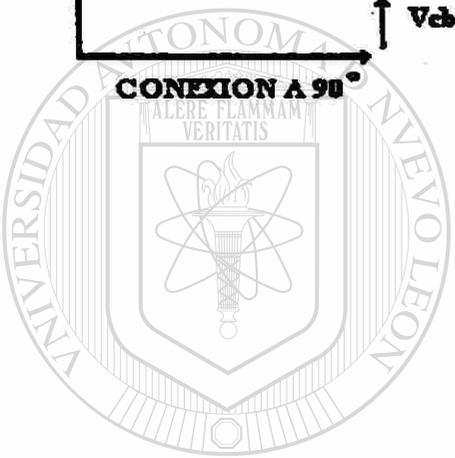
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

FIG. 5.5



CONEXION A 90°

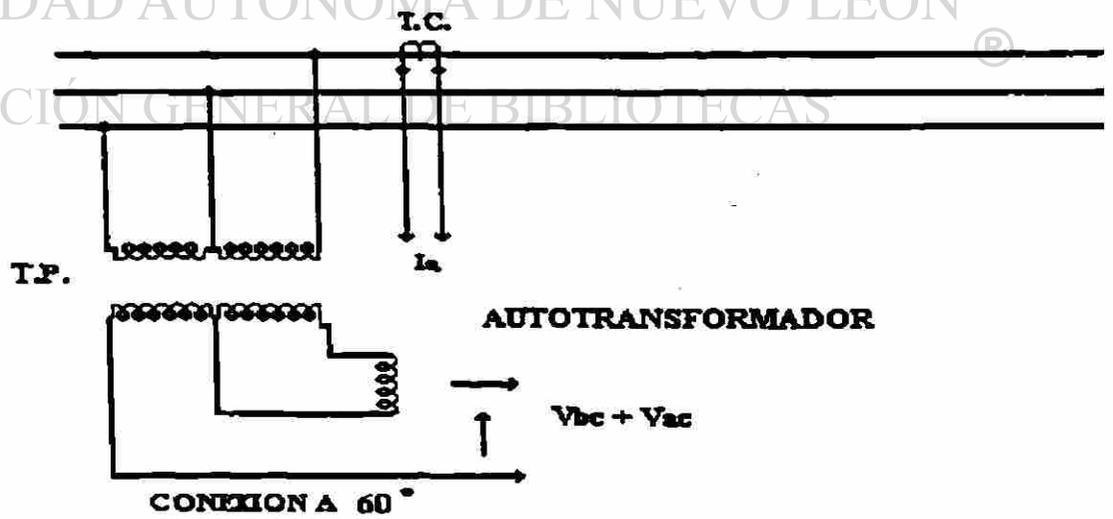
CONEXION A 30°



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



CONEXION A 60°

FIG. 5.6

Las primeras se utilizan en la conexión a tierra del neutro de algún transformador de potencia como se ve en el diagrama de la figura 5.8, para polarizar:

En caso de haber una falla a tierra en el alimentador se genera una corriente que pasa por el neutro del transformador y esta mediante el T.C., que existe en el neutro y se envía al relevador.

Al mismo tiempo los T.C. de la línea o alimentador envían las señales de desbalanceo al otro elemento del relevador y estas se hacen operar cerrando su contacto.

Mediante ajustes de estos relevadores se puede obtener retardos y variaciones en el tiempo de operación cuyas características también son de tiempo inverso o instantáneo.

Los relevadores de polarización por potencial utilizan un juego de tres transformadores de potencial conectados en Estrella/Delta como se muestra en el diagrama de la figura 5.9.

POLARIZACION

El método para obtener la característica direccional en los relevadores de tierra, debe ser comprendido perfectamente para poder aplicarlos correctamente.

El término polarización debe entenderse como aquella característica que tienen ciertas cantidades vectoriales de no cambiar de sentido y que nos pueden servir de referencia para medir los ángulos de desplazamiento de aquellos otros que si cambian de dirección. Esto desde luego puede ser cosa relativa entre ellas, pero las que tomamos como base es la que se ha dado en llamar de polarización.

Tal referencia puede tomarse de cualquier parte del sistema, cuya corriente o voltaje no cambien relativamente con respecto a las inversiones que tenga la corriente en otra parte del sistema.

Un ejemplo de esto lo tenemos en la corriente del neutro de un transformador de potencia conectado en estrella/delta.

Si se estudian los diagramas siguientes se verá que aunque la corriente de falla I_A del interruptor A de las dos figuras, es de sentidos contrarios, la corriente I_N del neutro de los transformadores tiene la misma dirección en los dos casos y por lo tanto, es una fuente de polarización, esta corriente del neutro para emplearlo en los relevadores de protección de fallas a tierra, ver figuras 5.10a y 5.10b.

La corriente I_N no cambia de sentido con respecto a los cambios de dirección que sufre las corrientes en el sistema.

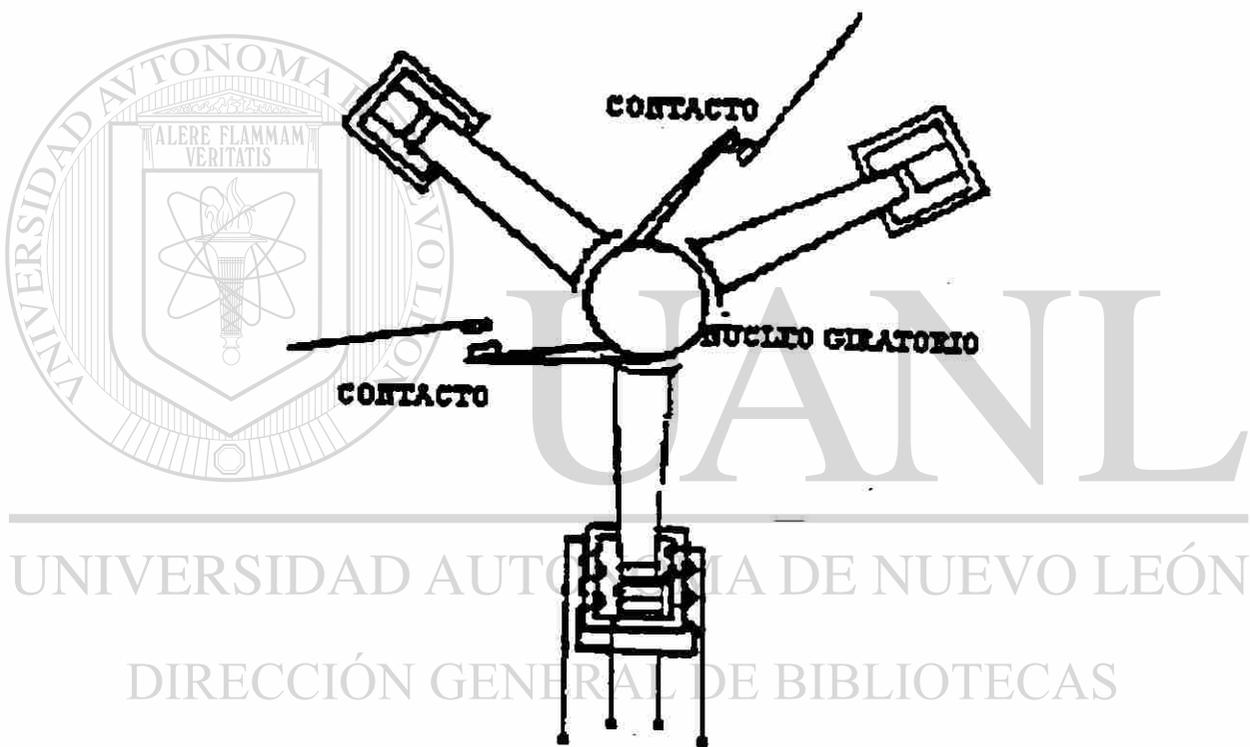


FIG. 5.7

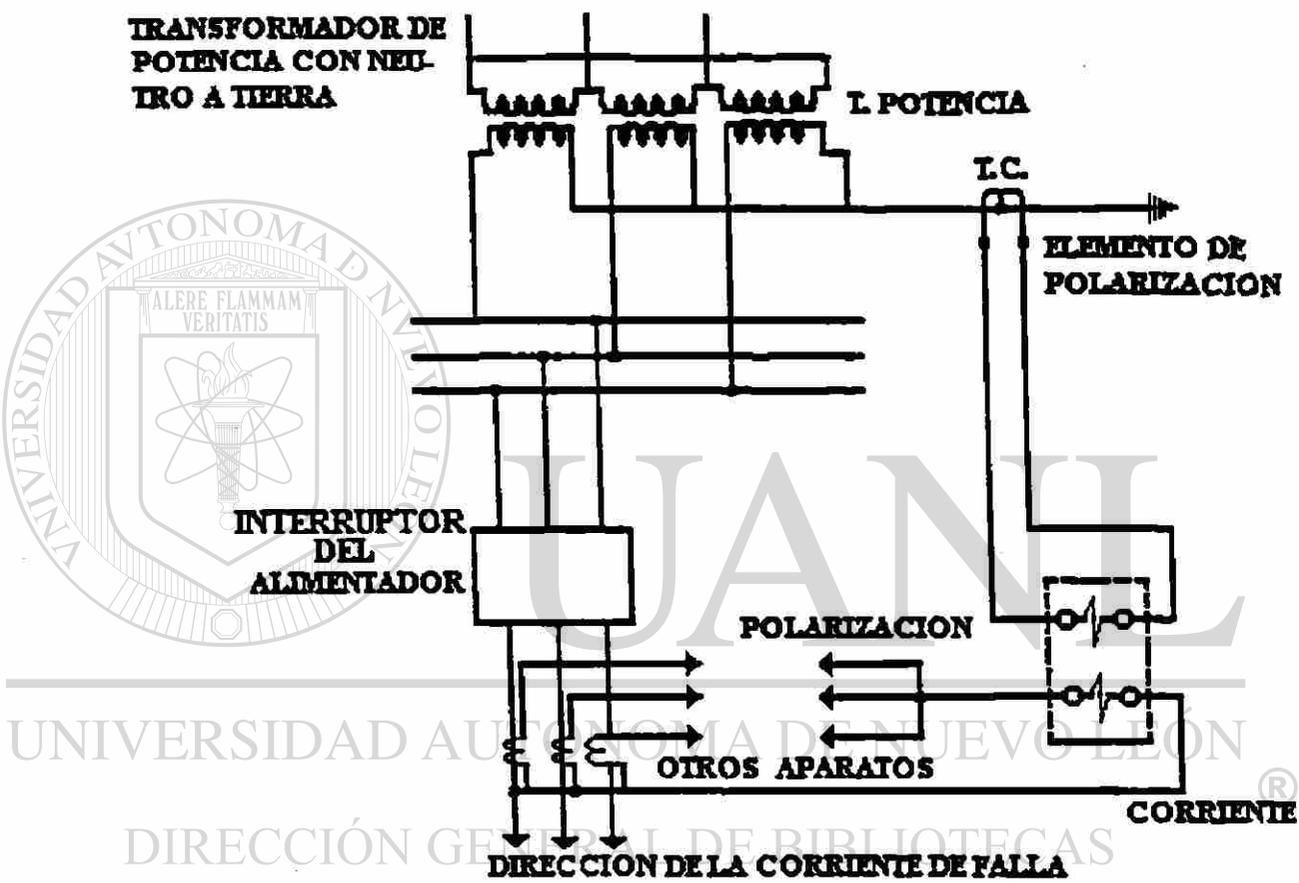


FIG. 5.8

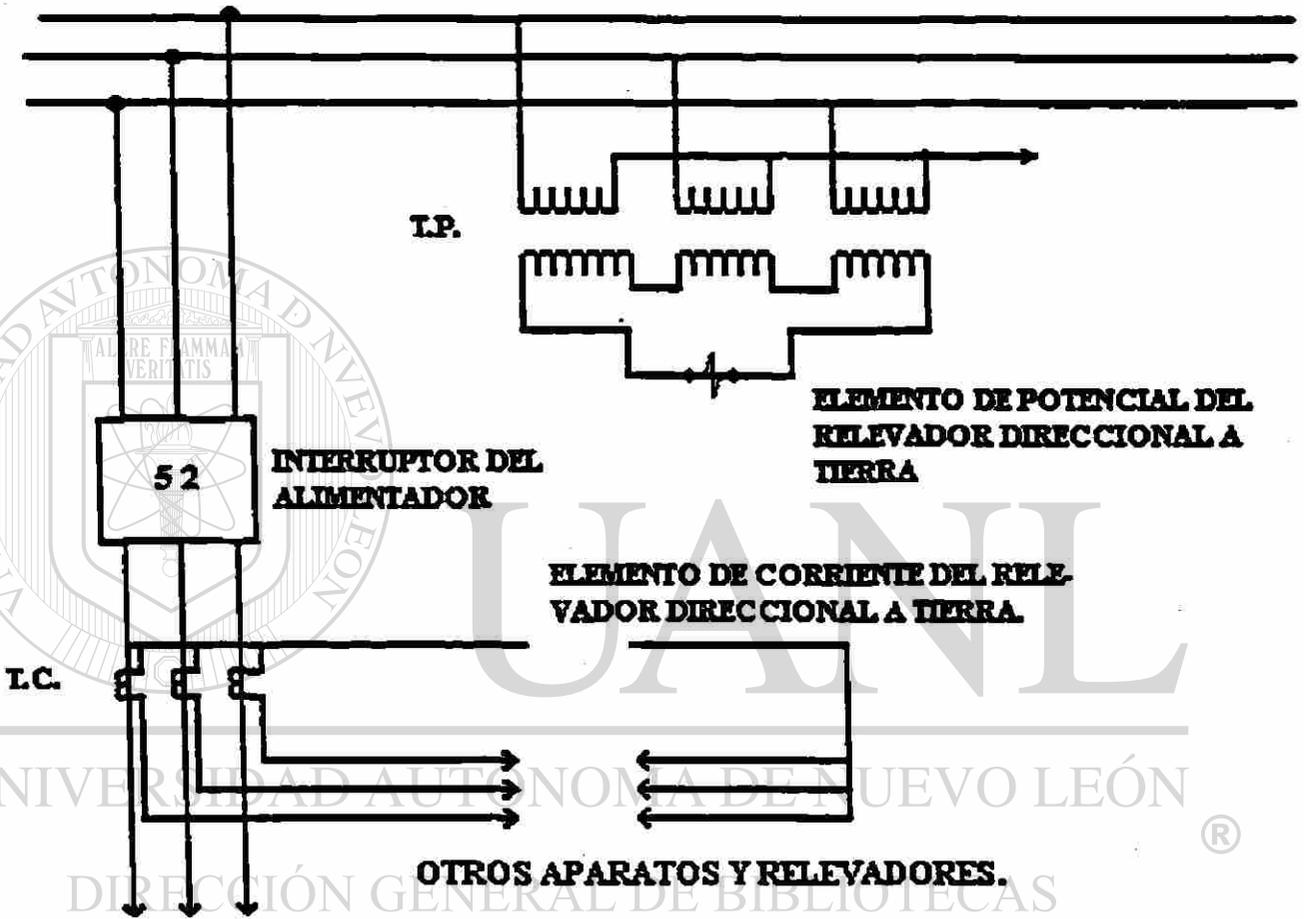


FIG. 5.9

PROTECCION DIFERENCIAL

El estudio que se hace en este escrito de la protección diferencial, particulariza su aplicación a la protección de transformadores y líneas, y no generadores y maquinaria síncrona.

PRINCIPIOS

La protección diferencial estriba esencialmente en la diferencia de dos magnitudes eléctricas al compararlas vectorialmente dentro de un relevador.

La protección diferencial está indicada en el diagrama de la figura 5.11. La diferencia de las corrientes que pasan por la bobina es igual a cero, en condiciones normales, ya que la corriente I_1 es igual a la corriente I_2 .

Si hubiera una falla en el interior de este tramo, las corrientes I_1 e I_2 serían distintas en magnitud y en sentido al mostrarlo, y aparecería una corriente de operación en el relevador que cerrará los contactos y estos a su vez, hicieran abrir los interruptores extremos del tramo de línea, como se muestra en la figura 5.12.

Si la falla acaeciera en el exterior o fuera de los puntos donde se encuentran los T.C., volveríamos a ser en la condición primera, solo que las corrientes I_1 o I_2 serían mucho mayores que las normales, ver figura 5.16.

El tramo de línea aquí representado, puede ser sustituido por cualquier sección del sistema que comprenda equipo eléctrico, como son: Transformadores, Generadores, etc. sin embargo, como las corrientes de entrada y salida pueden ser distintas debido a los cambios de voltaje, sólo será necesario que los T.C., den la relación transformación correcta en amperes, a fin de que la cantidad de energía que entra por un lado, sea igual a la que sale por el otro, y que la diferencia vectorial de las corrientes entrantes y salientes, igual a cero sean, para que la condición de estabilidad permanezca. En caso de cualquier falla interna, existirá un desbalanceo y al comparar las corrientes, habrá una diferencia que hará operar la protección.

Con el propósito de estabilizar el funcionamiento de estos relevadores diferenciales, se ha incluido en ellos una bobina más, a la cual se le ha llamado restrictora, ver figura 5.13.

Los efectos de estas dos bobinas son opuestas y su funcionamiento se explica de la siguiente manera:

La bobina operadora trabaja en proporción a la diferencia de las corrientes $I_1 - I_2$ a medida que esta diferencia es más acentuada, tiene mayores efectos. La bobina restrictora esta formada por dos

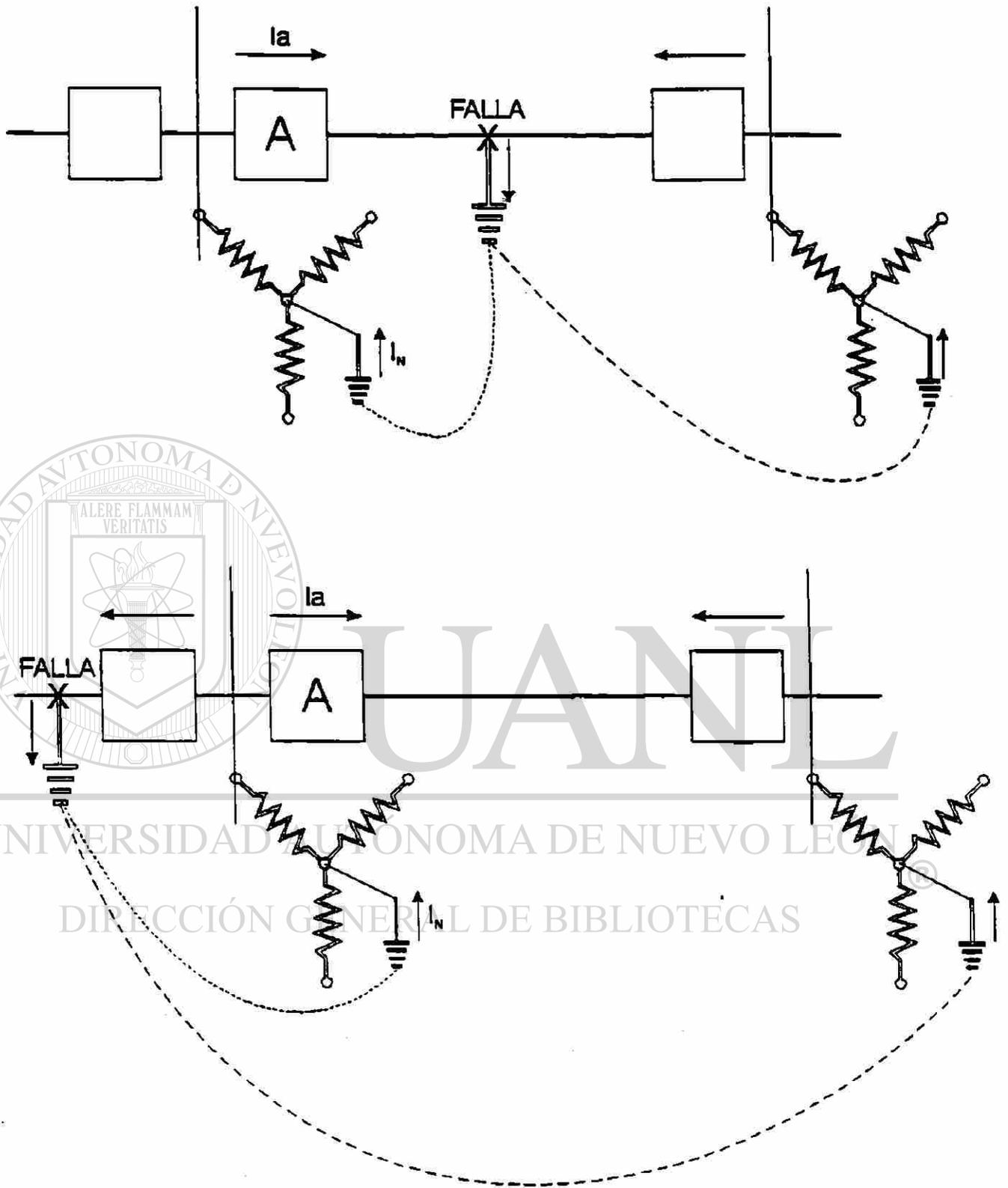


FIG. 5.10 (a, b)

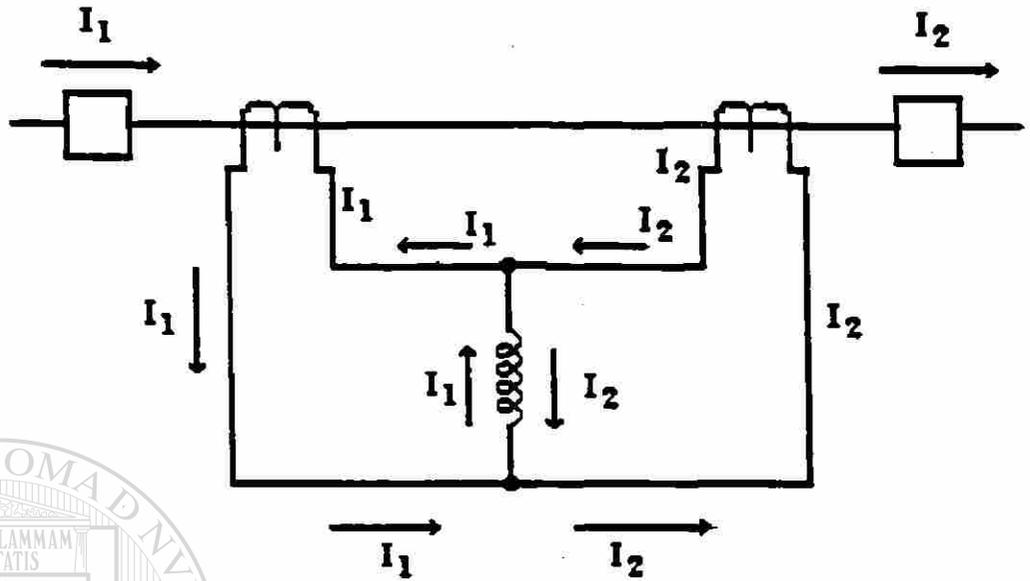


FIG. 5.11

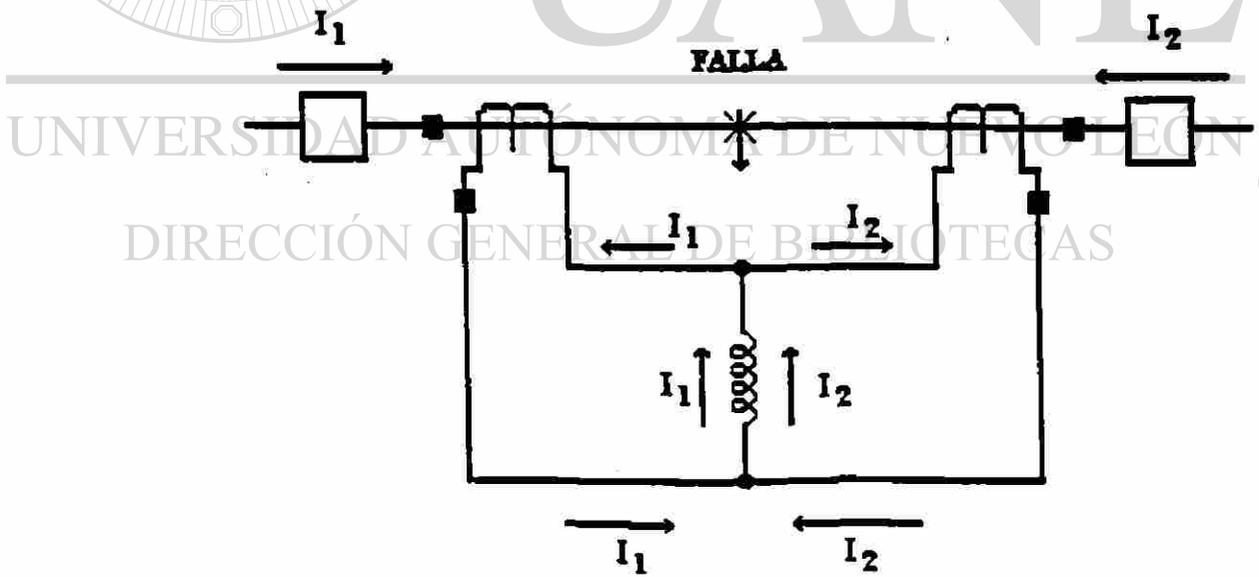


FIG. 5.12

partes, una que es atravesada por una corriente proporcional a I_1 y otra por I_2 , y como la derivación esta en el punto medio de los amperes-vueltas de las dos mitades son proporcionales a $(N/2 \times I_2)$, siendo N , el número de vueltas, lo que da por resultado que la suma de estas dos partes es igual a:

$$N(I_1 - I_2)/2$$

La operadora por lo tanto trabaja en proporción a $I_1 - I_2$ y la restrictora en proporción a:

$$\frac{I_1 + I_2}{2}$$

Hay sin embargo una cantidad admitida de no operación comprendida entre estas dos corrientes I_1 o I_2 que permite que en la diferencia este incluida cierta cantidad de energía que se pierde en el interior del tramo protegido. Esta cantidad puede representar las pérdidas naturales de un transformador o algunas otras corrientes de fuga naturales del sistema, y aun las diferencias que marcan los T.C. cuando se saturan sus núcleos son corrientes muy altas, y por lo tanto, esta diferencia $I_1 - I_2$ es imposible mantenerla en cero.

Por esta razón los relevadores están adaptados para incluir una diferencia antes de operar. A medida que las corrientes aumentan, por ejemplo, cuando hay un corto circuito en el exterior del tramo mencionado, la diferencia también aumentaría y no conviene que nuestros relevadores operen aún en este caso por lo que se construyen estos aparatos para operar no propiamente con la diferencia sino con el porcentaje de diferencia con respecto a una de las corrientes, I_1 o I_2 (generalmente la más pequeña), la cual si permanece constante denominándose por esta razón, este tipo de relevadores de porcentaje diferencial.

CARACTERÍSTICAS DE PORCIENTO DE PENDIENTE DE UN RELEVADOR DIFERENCIAL

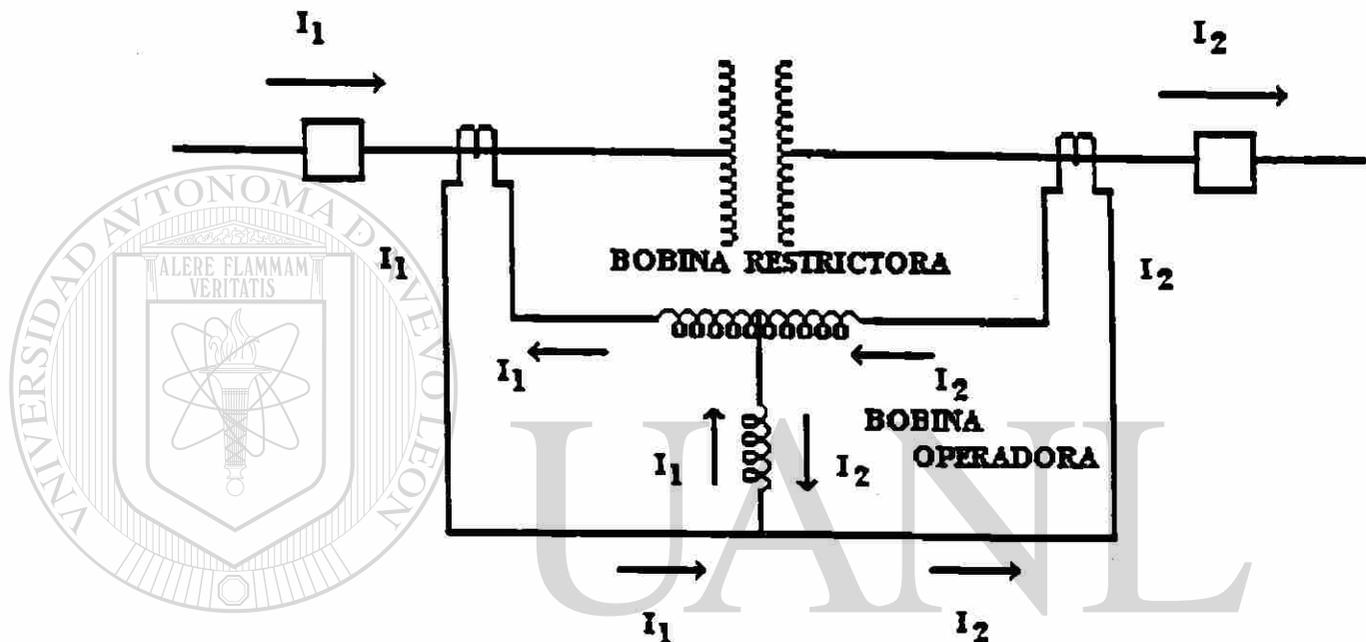
Estas características de los relevadores diferenciales es de las más interesantes y nos muestra rápidamente las condiciones dentro de las cuales va a operar. Se encuentra por ejemplo, ajustes en el aparato para dar 10, 15, 25, 40%, etc., porcentos de pendiente que el operador escoge de acuerdo con las condiciones del sistema. Si por ejemplo, la corriente de 75 amperes, el porcentaje de la diferencia será:

$$\frac{75 \times 100}{500} = 15\%$$

Entonces se ajusta el relevador a 15% de pendiente.

La condición de pendiente como característica se explica de la siguiente manera:

Como se expresó anteriormente la bobina operadora depende o está su funcionamiento en proporción a la diferencia de las corrientes $I_1 - I_2$, en cambio la bobina restrictora se rige por la semisuma de las corrientes.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

FIG. 5.13

$$\frac{I_1 + I_2}{2}$$

O sea la corriente media.

Los relevadores se construyen para operar no con la corriente media, sino con la corriente más pequeña o sea la que entra y sale del sistema, para mayor comodidad en los cálculos y ajustes.

Usando entonces la diferencia de corriente y la corriente I_2 que suponemos es la parte de corriente no afectada, se puede trazar el siguiente diagrama, mostrando en la figura 5.14

La recta que teóricamente pasa por el origen y que hemos marcado con 15% de los valores de la diferencia de corrientes para cualquier valor de la corriente I_2 que mantienen el relevador sin operar. Si por ejemplo con la $I_2 = 500$ amperes se tiene una diferencia mayor de 75 amperes, es decir, que caemos en el punto A, los contactos permanecerán cerrados, pero en su límite y cualquier diferencia mayor para esta misma corriente por ejemplo 150 amperes (punto B) hará trabajar al relevador. Cuando la diferencia está por abajo de esta recta de pendiente 15% por ejemplo en el punto C los contactos permanecerán cerrados y la bobina restrictora aumentará su esfuerzo por mantener la posición de no operación.

En general para cualquier curva de pendiente determinada por el ajuste del relevador, si el punto que requiere las condiciones del sistema diferencialmente protegido no cae dentro de la recta, no operará el relevador, pero si cae dentro de la anterior cerrará contactos y estos darán por resultado que en el circuito de apertura de uno de los varios interruptores del sistema opere y, que aislen una falla en la parte encerrada por los transformadores de corriente que se instalan para este relé.

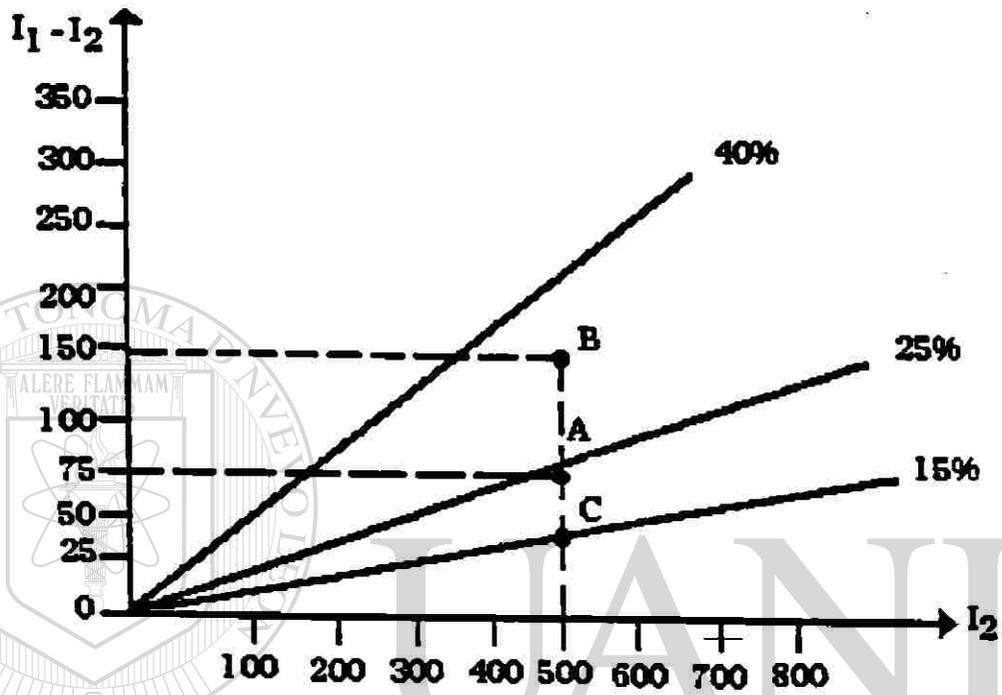
Las curvas verdaderas las publican los fabricantes de los relevadores y son parecidos a estos, sin embargo, siguiendo este principio y la construcción de sus elementos, ver fig. 5.15.

Los ejes se marcan en múltiplos de la mínima corriente de operación, o máxima corriente permisible de operación.

CARACTERÍSTICAS DEL TIEMPO

Los relevadores diferenciales no necesitan tener características de tiempo retardado o tiempo inverso como los de sobrecorriente u otros, y se construyen cayendo dentro de la clasificación de relevadores instantáneos aún cuando hay unos más rápidos en su operación que otros.

La razón para ser instantáneos, es que al proteger una zona completamente determinada y encerrada entre los transformadores de corriente detectores, no es necesario considerar secuencias de operación con respecto a otra parte del sistema y mientras más rápidamente se libre el equipo de una falla, menores efectos tendrá el deterioro de este.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
 DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

FIG. 5.14

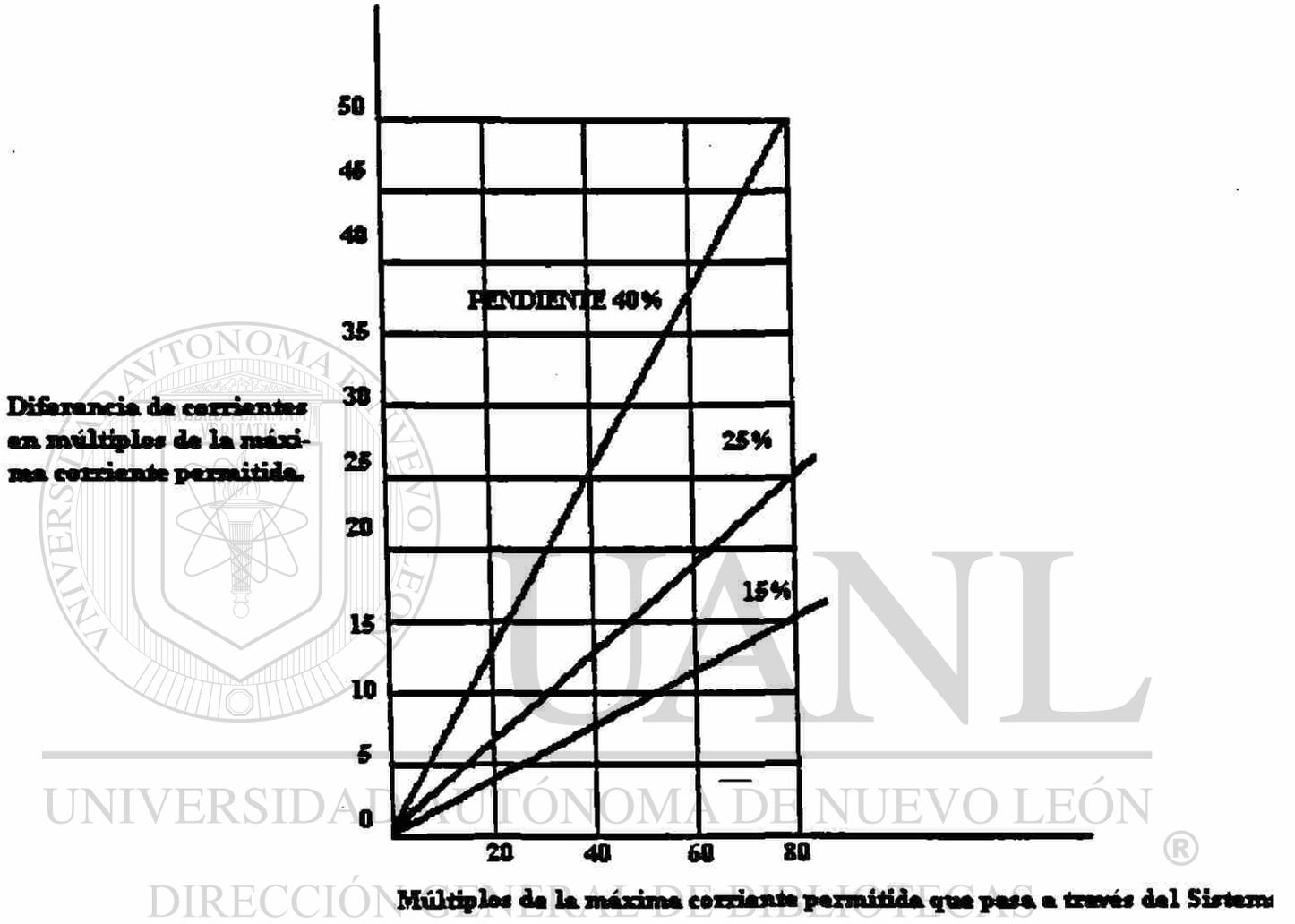


FIG. 5.15

Hay relevadores diferenciales que adicionalmente a su elemento normal, tienen no que opera con corriente muy altas, y que se designa como el elemento instantáneo de sobrecorriente, aun cuando esta operando también con las corrientes diferenciales, es decir cuando ocurre una falla en el interior del sector protegido por este sistema.

RESTRICCIÓN DE ARMONICAS

Los relevadores aplicados en la protección diferencial han ido transformándose, hasta llegar a tener un alto grado en sensibilidad, y lo que es más importante en su selectividad.

Un elemento muy importante que se adiciona a los relevadores diferenciales, es el llamado Restrictor de Armónicas que es capaz de seleccionarlas y operar solamente con las convenientes.

Nació esto del problema que se presenta especialmente al entrar un transformador en servicio, momento en el que aparecerán corrientes transitorias, solamente del lado del primario debidos al comienzo de la magnetización del núcleo, desequilibrando así la protección diferencial y haciendo que opere.

Al estudiar este fenómeno se ve que la corriente de magnetización de entrada (Inrush Current) es una corriente que esta plagada de armónicas de magnitudes apreciables, que alcanzan un valor hasta de 16 veces la corriente de carga (Nominal).

Los aparatos protectores deberían por lo tanto distinguir entre las corrientes de corto circuito que también son altas y estos de entrada de la corriente de magnetización, ver figura 5.16.

Comparación de corrientes de corto circuito y de entrada de magnetización.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Como se ve en la figura anterior, la corriente de CC esta muy cercana a la senoidal, formada de la fundamental y una componente de corriente continua. La de magnetización, también lleva una componente de corriente continua, y la alterna no tiene partes negativas forma picos en sus máximos y esta compuesta de armónicas conforme a la tabla siguiente, tomada del estudio de un caso típico que nos dará una idea de sus valores, tabla 5-1:

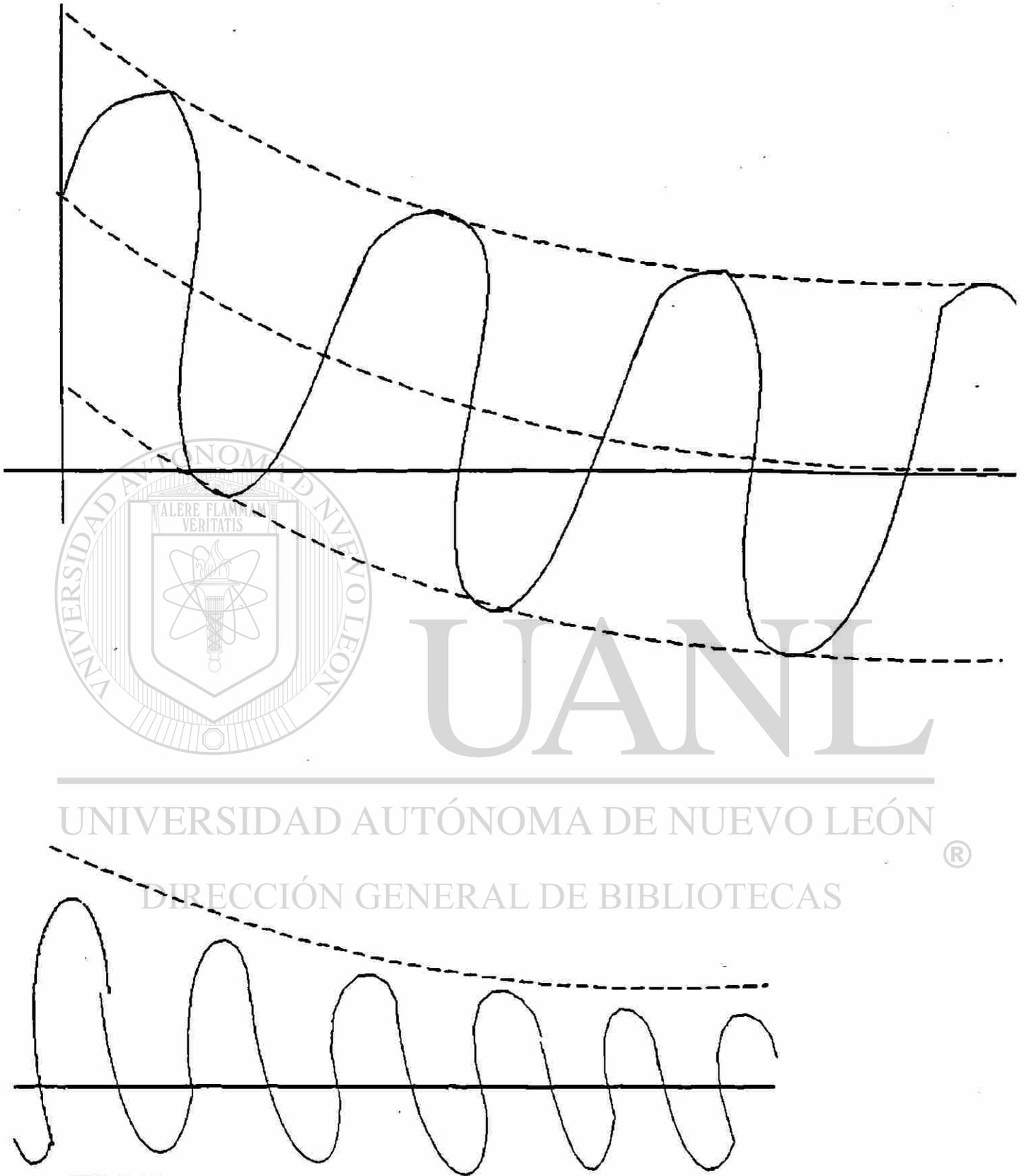


FIG. 5.16

COMPONENTES DE LA ONDA	AMPLITUD DE LAS ONDAS EN PORCIENTO DE LA FUNDAMENTAL
Fundamental	100
Corriente Directa	57.7
2a. Armónica	63.0
3a. Armónica	26.8
4a. Armónica	5.1
5a. Armónica	4.1
6a. Armónica	3.7
7a. Armónica	2.4

Tabla 5-1

La existencia de armónicas contenidas en la corriente de entrada de magnetización, nos da un medio fácil de distinguir eléctricamente, esta corriente, del corto circuito, valiéndose de un sencillo filtro. Aparece por lo tanto un elemento más en el interior del relevador que selecciona las armónicas y las devolvió haciéndolas pasar por la bobina restrictora, aumentando así la confianza en la operación de estos aparatos de protección.

PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

La protección de sobrecorrientes es de las más sencillas y económicas que tiene su aplicación en los alimentadores radiales, líneas de transmisión cortas, en líneas de cierta importancia como de respaldo para proteger equipo de pequeñas capacidades, etc.

El relevador que se usa en esta protección es el llamado "Relevador de Sobrecorriente" de esta clase de relevadores hay varios tipos. Instantáneos y de tiempo retardado o combinados. Generalmente se usan los combinados.

Sus características de tiempo permiten formar cascadas en cuanto a tiempo de apertura, así como tomar en cuenta la magnitud de la falla de tal manera que en cuanto más corriente haya, menos tiempo tarda en operar el relevador, característica llamada de "Tiempo Inverso".

El principio en que se basan, es la inducción, aún cuando puede contar con un elemento instantáneo que es de acción electromagnética.

Estas características de tiempo de los relevadores se pueden comprender mediante las curvas de tiempo inverso.

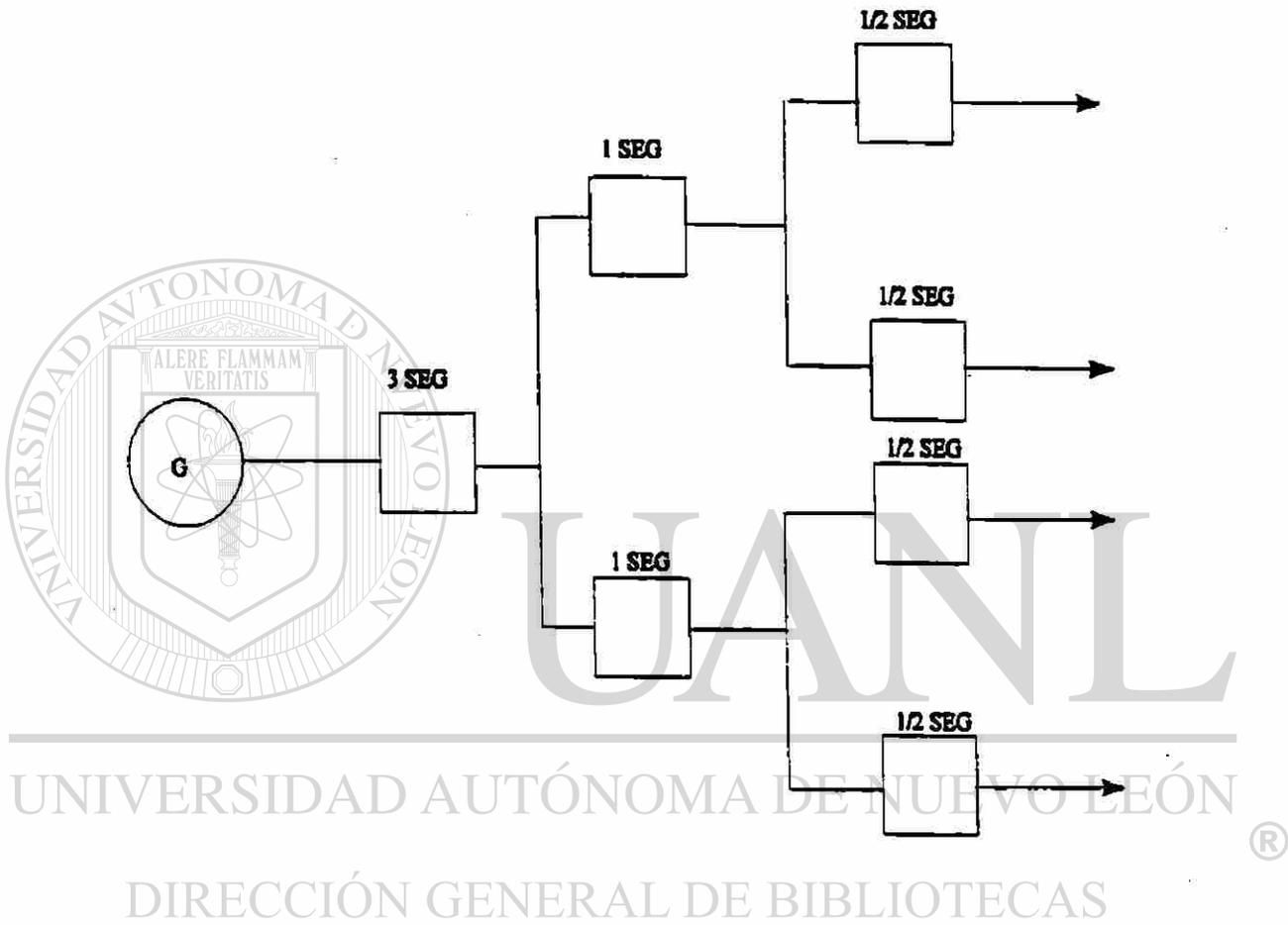


FIG. 5.17

600 amps., lo cual reducido a la baja tensión de los transformadores de corriente, será de 6.25, 7.5 o 10 amperes, respectivamente. Escogeremos entonces la derivación más cercana del relevador.

Los relevadores más comunes tienen las siguientes derivaciones.

4, 5, 6, 8, 10, 12, 16

Otros con 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0,

Otros como son los que se usan en sobrecorrientes de tierra tienen:

0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5 y 2.0

En el ejemplo que estamos analizando para la corriente de 6.25 amperes, pondríamos la derivación de 6, para 7.5 amperes, la derivación de 8, y para 10 amperes, la derivación 10.

Esto nos da entonces la mínima corriente de operación correspondiente a 360 amperes, 480 amperes o 600 amperes, según el ajuste que se quisiera.

EJEMPLO DE UN AJUSTE

Si por ejemplo se tiene un interruptor en un circuito donde se desee abrir con una corriente sostenida de 450 amperes, y además que abra después de 1.9 segundos con una corriente de corto circuito de 3750 amperes, y los transformadores de corriente tengan una relación de 60.1 se debe proceder en la forma siguiente:

El ajuste del relevador se obtiene dividiendo la corriente de 450 amperes entre la relación de transformación de 60 que da 7.5 amperes. Como no hay derivaciones de 7.5 se usa la de 8. Esta corriente será la corriente de operación.

Para encontrar la curva de ajuste que cumpla con la siguiente condición de 3750 amperes en 1.9 segundos, se divide 3750 entre la relación de transformación, nos da 62.5 amperes de corriente secundaria y esta corriente la dividimos entre la corriente mínima de operación que fue de 8, nos da 7.8 veces la corriente mínima.

Si aplicamos estos datos a las curvas encontramos que en 7.8 veces la corriente mínima de operación de 1.9 segundos, la curva número 6 es la que nos satisface el problema.

DIAGRAMAS DE CONEXIONES DE UNA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE Y TIERRA

Para hacer una diagrama de este tipo con relevadores de sobrecorriente tendremos que determinar:

1. En que sistemas se puede aplicar este tipo de protección
2. Desarrollar un diagrama elemental de conexiones que incluya los aparatos y equipo completamente desmembrados para dar la mayor claridad al diagrama.
3. Conocer los diagramas internos de conexiones de los distintos relevadores y aparatos que usen
4. Hacer un diagrama de conexiones completo de los tableros de control que se usen para este objeto

Desde el punto de vista del que proyecta, al hacer un diagrama debe incluir además los aparatos tanto de medición como de control y posiblemente también alarmas y señales, por lo que su diagrama elemental deberá comprender todo lo antes dicho.

Un diagrama elemental que se ha escogido para dar una idea, es el que a continuación se muestra en la figura 5.18.

De la protección de un alimentador radial con relevadores de sobrecorriente y tierra. Se incluye la medición por medio de un amperímetro y el voltaje entre dos fases.

Como se verá en el diagrama se han dispuesto los aparatos evitando que se crucen las líneas lo menos posible. Los relevadores se marcan con una letra o grupo de letras y números en sus bobinas y todos los contactos que pertenecen a un mismo relevador llevarán las mismas letras y números.

En este diagrama elemental no aparecen los diagramas internos de los aparatos los cuales se dan a continuación (figuras 5.20 a, b, c, d, e).

Los relevadores de sobrecorriente vienen en varios tipos y además los producen varios fabricantes, sin embargo, veremos uno de los más sencillos fabricados por General Electric (figura 5.19).

Las cruces significan contactos cerrado.

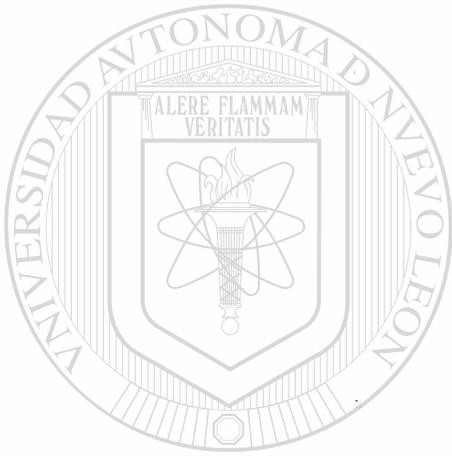
Aunque hay muchos tipos y fabricantes de estos switches de control, se muestra aquí uno, para dar una idea del control de los interruptores con mando remoto eléctrico de alimentación corriente continua.

Como se ve al estudiar las distintas posiciones, el conmutador de fases intercala el amperímetro en alguna de las fases sin abrir el circuito, cosa que sería peligrosa si no fuera así.

CONMUTADOR DE FASES DEL AMPERIMETRO

Como se verá todos estos datos, es necesario recopilarlos de los fabricantes, a fin de utilizarlos en un proyecto.

Se deberán tener también a mano las dimensiones generales y los pernos de fijación de los relevadores y aparatos para disponerlos en el tablero de control que se escoja, y así poder formar el diagrama de conexiones, es decir, el alambrado del tablero de mando del alimentador o líneas separadas a fin de que no sea fácil de equivocación, cuando se trate de seguir un cable (figuras 5.4e, 5.4f)



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 6

MANTENIMIENTO Y PRUEBAS A RELEVADORES DE PROTECCIÓN

6.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo describe un programa de mantenimiento para relevadores de protección en sistemas de bajo y mediano voltaje. Cubre también dispositivos auxiliares como transformadores de instrumentos y equipo de control los cuales están asociados con relevadores de protección. La frecuencia de pruebas depende de varios factores, sin embargo, un mantenimiento anual es recomendado.

El mantenimiento y pruebas de relevadores de protección, involucra ajustes en sus mecanismos y pruebas eléctricas.

6.2 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Los transformadores de instrumento son partes esenciales de muchas mediciones eléctricas y sistemas de relevación. La calidad de los transformadores de instrumento puede afectar directamente en el buen funcionamiento de estos sistemas. Tienen dos funciones básicas:

- a) Para cambiar la magnitud de voltajes y corrientes primarias a valores secundarios de voltaje (120V) y corrientes (5 amps.) comunes en relevadores.
- b) Para proveer seguridad entre circuitos primarios y secundarios al personal de operación de estos sistemas.

Cuando los relevadores comparan la suma o diferencia de 2 o más corrientes o la interacción de voltajes y corrientes, la dirección relativa de la corriente deberá ser conocida. La dirección del flujo de corriente puede ser determinada, conociendo la polaridad del transformador de instrumento. Los marcos que indican la polaridad normalmente se muestran en el transformador.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente, están diseñados para conectarse en serie con la línea. La corriente secundaria del transformador tiene una relación directa con la corriente primaria del mismo. Cualquier cambio en la corriente primaria es reflejado en el circuito secundario. Los transformadores de corriente se fabrican para diferentes relaciones de corrientes, de voltajes y para diversas condiciones ambientales, para uso exterior, interior, etc.

Los siguientes tipos de construcción son usados en éstos transformadores.

Tipo Aire: Este tipo de transformadores cuyo funcionamiento es en aire, frecuentemente el primario tiene más de una vuelta (su devanado) para obtener una baja corriente de excitación y una alta precisión.

Las relaciones de corriente para este tipo de transformadores son de 800 amp. y valores más bajos a lo anterior.

Tipo Barra Primaria: En este tipo, el primario consiste de una simple barra (de entrada y salida) que se conecta en serie con el circuito del conductor. Las relaciones de corriente en este tipo de transformadores es de 1200 amps. y valores superiores a esta.

Tipo Dona: El transformador tipo dona, no contiene devanado primario. Este transformador tiene un hueco a través del aislamiento secundario. El conductor es pasado a través de este hueco y actúa como si fuera el primario del transformador.

Tipo Doble Secundario: Un transformador con doble secundario actúa como si fueran 2 transformadores, alimentando cada uno de ellos a diferentes dispositivos por separado.

Tipo Bipartido: Este transformador es parecido al tipo dona pero con el núcleo que puede ser abierto (en forma de bisagra), lo cual permite que pueda instalarse en buses (barras), u otros circuitos.

ESTANDARES DE PRECISIÓN EN TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente pueden ser divididos en dos categorías con el propósito de establecer estándares de precisión: (1) Transformadores de corriente de precisión standard para medidores, y (2) transformadores de corriente de precisión standard para relevadores. Los estándares de carga establecidos por ANSI C57.13-1968, se muestran en la tabla 6.1

ESTANDARES DE CARGA PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (ANSI C57.13-1968)

Designación de Estándares de carga	Características para 60HZ y 5 Amperes		
	Impedancia (ohms)	Volt-Amp.	Factor de Potencia
B-0.1	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.5	12.5	0.9
B-1	1.0	25.0	0.5
B-2	2.0	50.0	0.5
B-4	4.0	100.0	0.5
B-8	8.0	200.0	0.5

Tabla 6.1

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Los transformadores de potencial están diseñados para conectarse entre líneas o entre línea y neutro. El objetivo de un transformador de potencial, es proveer un voltaje en el secundario que es

proporcional al voltaje primario. Estos transformadores funcionan con un determinado error debido a la corriente de magnetización de la línea primaria y a la corriente que fluye a través de su propia impedancia.

Los estándares (ANSI C57.13 - 1968) de clasificación de estos transformadores son mostrados en la tabla 6.2.

ESTANDARES DE CARGA PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Designación	Volt-Amp.	Factor de Potencia
W	12.5	0.70
X	25.0	0.70
Y	75.0	0.85
Z	200.0	0.85
ZZ	400.0	0.85

Tabla 6.2

La clasificación de la precisión está basada en los requerimientos en que el factor de corrección del transformador, esté dentro de límites especificados cuando el factor de potencia medido se encuentre entre 0.6 y 1.0 y que los voltajes aplicados estén en el orden de 90 a 110% del voltaje nominal del transformador. La clasificación de la precisión de acuerdo con las normas (ANSI) son mostrados en la tabla 6.3

CLASIFICACION DE LA PRECISION DE ACUERDO CON LAS NORMAS (ANSI) PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Clasificación de la precisión en (%)	Factor de corrección	Factor de Potencia
1.2	1.012 - 0.998	0.6 - 1.0
0.6	1.006 - 0.994	0.6 - 1.0
0.3	1.003 - 0.997	0.6 - 1.0

Tabla 6.3

Las características de los transformadores de potencial comprenden lo siguiente:

- Clase de aislamiento y nivel básico de impulso
- Relación estimada del voltaje primario
- Precisión estimada y estándares de cargas
- Máxima temperatura del transformador que no debe exceder 30°C de la temperatura ambiente.

POLARIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Los transformadores de instrumento (potencial y corriente) tienen marcas que indican la dirección instantánea de las corrientes primarias y secundarias. Generalmente las terminales primarias y secundarias son marcadas para indicar su polaridad con una cruz (x) o un (•) o un (□), para indicar polaridad aditiva o sustractiva. En la figura 6.1 es mostrado un ejemplo de polaridad en un transformador de corriente y en un transformador de corriente y en un transformador de potencial.

PRUEBAS DE POLARIDAD EN TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

La polaridad de los transformadores de instrumento pueden ser determinadas por pruebas de (C.D.) o de (C.A.)

Prueba de Corriente Directa (C.D.)

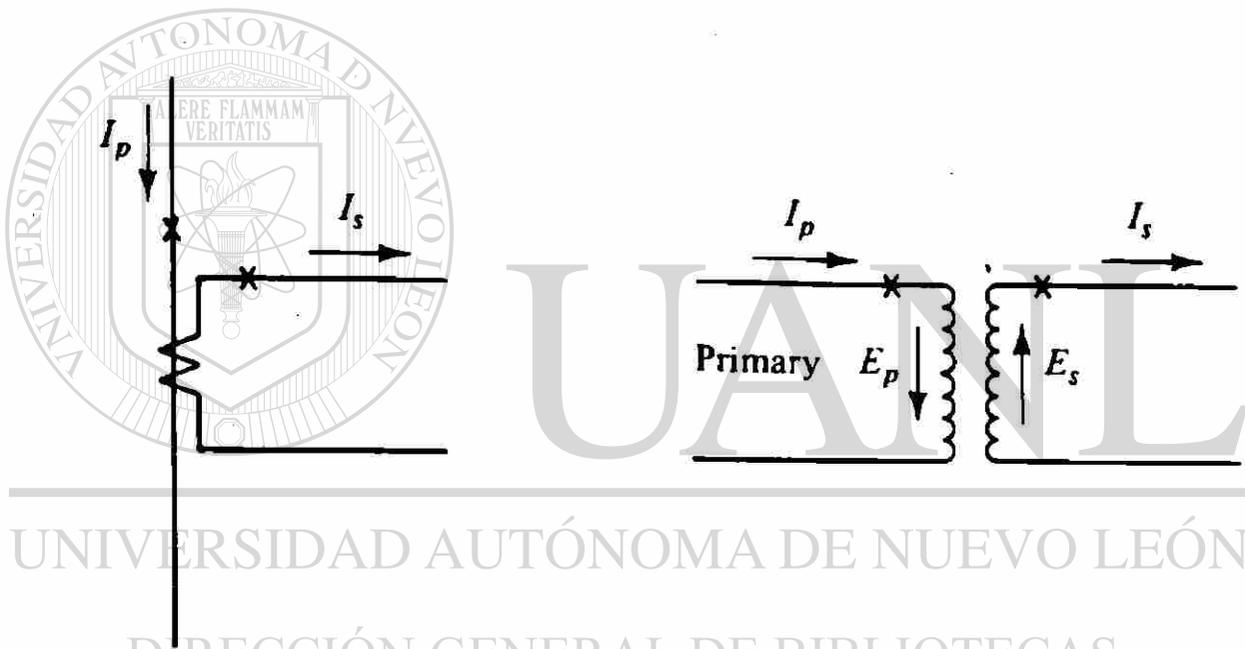
Se conecta un amperímetro con capacidad de 5 amps. o menos (dependiendo de la relación de transformación) en el secundario del transformador de corriente. La terminal secundaria del transformador que tenga una marca en señal de su polaridad es conectada a la terminal del amperímetro que tenga una marca (+). En seguida se conecta una batería (C.D) de 7.5V, la terminal (-) es conectada a la terminal del transformador que no tenga marca de polaridad. Se hace un contacto instantáneo entre la terminal positiva de la batería y la terminal que tenga una marca de polaridad en el transformador. Si el amperímetro indica una deflexión positiva, entonces la polaridad indicada será positiva, en caso contrario será negativa. Ver figura 6.2.

Para una prueba de polaridad en un transformador de potencial, se utiliza un voltímetro de corriente directa (C.D) y una escala de 150V. Esta prueba se hace de manera similar a lo que se hace con un transformador de corriente, nada más que el voltímetro se conecta en el lado de alto voltaje del transformador y el voltaje aplicado a través de la batería es en la terminal de bajo voltaje.

Pruebas de corriente alterna (C.A.)

Se utilizan los siguientes métodos:

Prueba de Excitación: Esta prueba consiste en excitar el devanado de alto voltaje del transformador con un bajo voltaje y se compara el voltaje aplicado con el voltaje de ambos devanados en serie. Este método no es muy práctico, sobre todo en transformadores con una alta relación de transformación como por ejemplo (100:1), debido a que la diferencia entre los dos voltajes es muy pequeña y no puede detectarse con instrumentos ordinarios. Además siempre es más peligroso excitar el devanado de baja tensión que el devanado de alta tensión por los altos voltajes que se puedan presentar en el transformador (regresos).



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

I_p = primary current, I_s = secondary current

FIG. 6.1

Maintenance and Testing of Switchgear Protective Relays

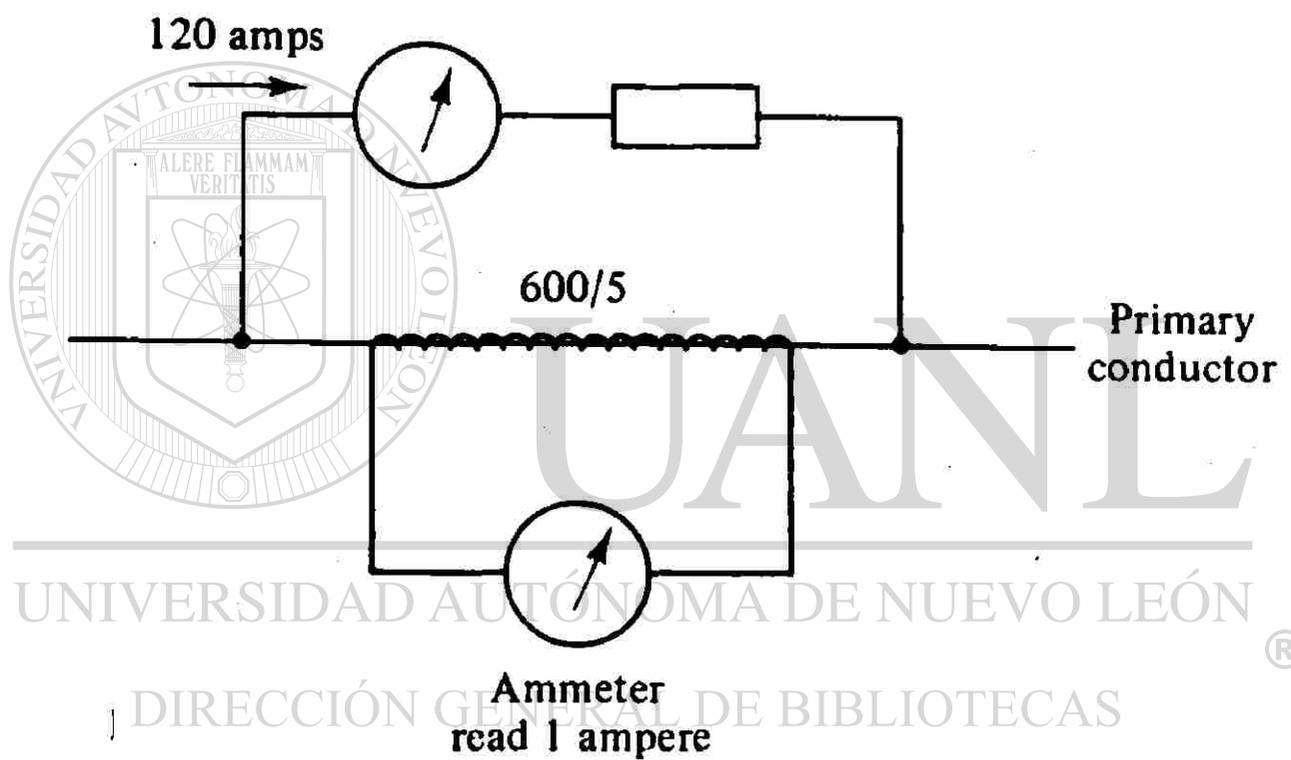


FIG. 6.2

Método de Substitución o Comparación: En este método es utilizado un transformador con polaridad conocida. Se conecta este transformador con el transformador cuya polaridad desea conocerse tal como se muestra en las figuras 6.3(a) y 6.3(b).

Si los wattímetros se deflexionan en la misma dirección (si son de aguja indicadora), entonces los 2 transformadores serán de la misma polaridad, y conociendo la polaridad de uno de ellos, entonces la polaridad del transformador que desea conocerse, puede ser determinada.

Método Diferencial: En este método son excitados los devanados primarios de ambos transformadores (el de polaridad conocida y el de polaridad desconocida), se hacen medidas con un voltímetro o amperímetro cuando los devanados de los 2 secundarios se conectan en serie, las lecturas serán la suma de los voltajes de los 2 transformadores.

Similarmente, cuando las corrientes de los secundarios de los 2 transformadores (conectados en paralelo), deberá el amperímetro leer la suma de las 2 corrientes de los transformadores tal como se muestra en las figuras 6.4(a) y 6.4(b).

6.3 MANTENIMIENTO Y PRUEBAS DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Recomendaciones generales proporcionados por compañías fabricantes de estos equipos:

- Si los transformadores han estado fuera de uso por un largo periodo, es necesario hacerles un secado de su núcleo (horneado) antes de que sea conectado.
- Los transformadores de instrumento, (tienen sus devanados en aceite) u otros dieléctricos y por esto es necesario hacerles pruebas para determinar puntos de ruptura (rigidez dieléctrica) a un voltaje de 22KV.
- Los secundarios de los transformadores de corriente que no estén conectados a relevadores, medidores y similares (sin uso), deberán tener sus secundarios cortocircuitados y aterrizados.
- Los circuitos secundarios de todos los transformadores de instrumento deberán ser aterrizados con cable (por lo menos) de un calibre No. 12.

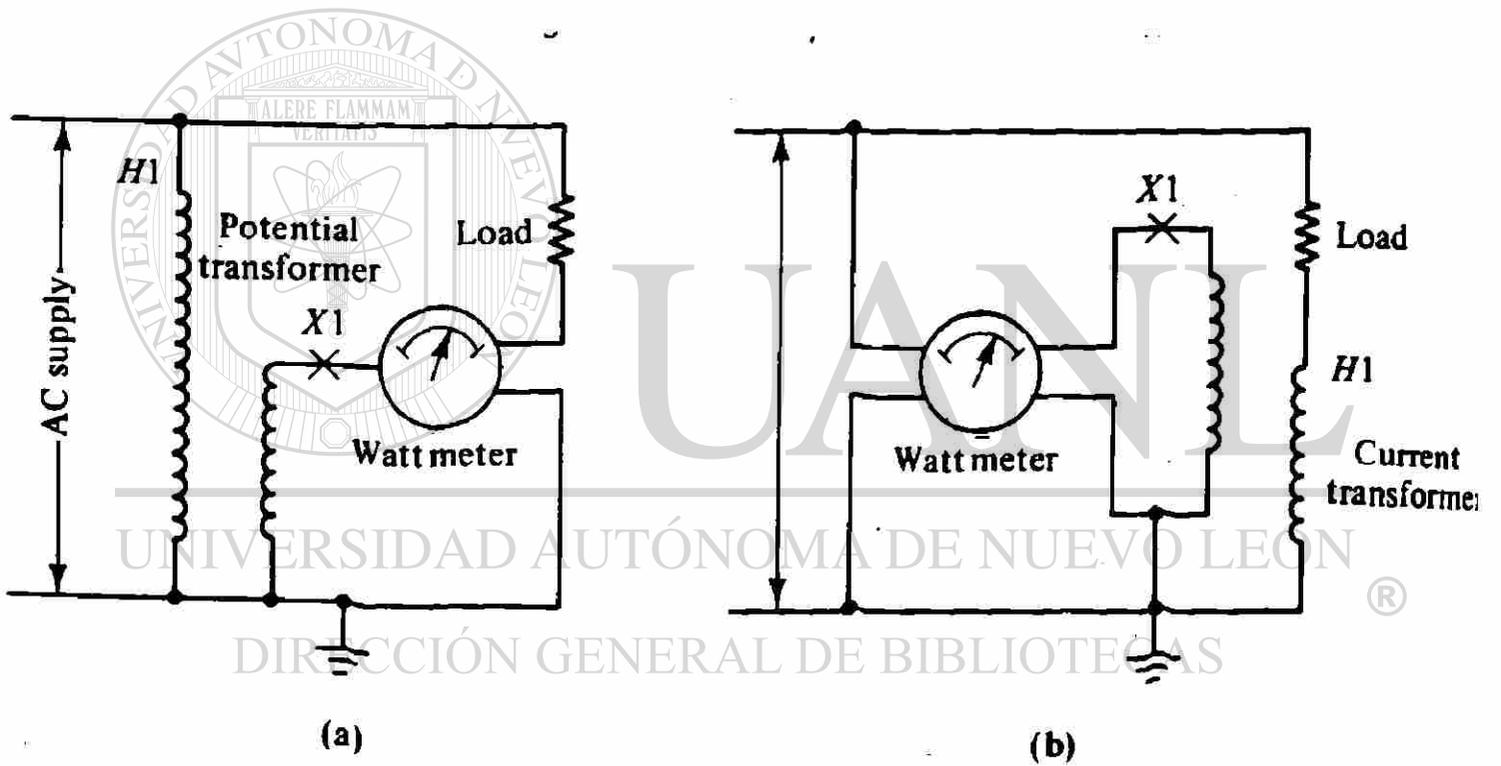
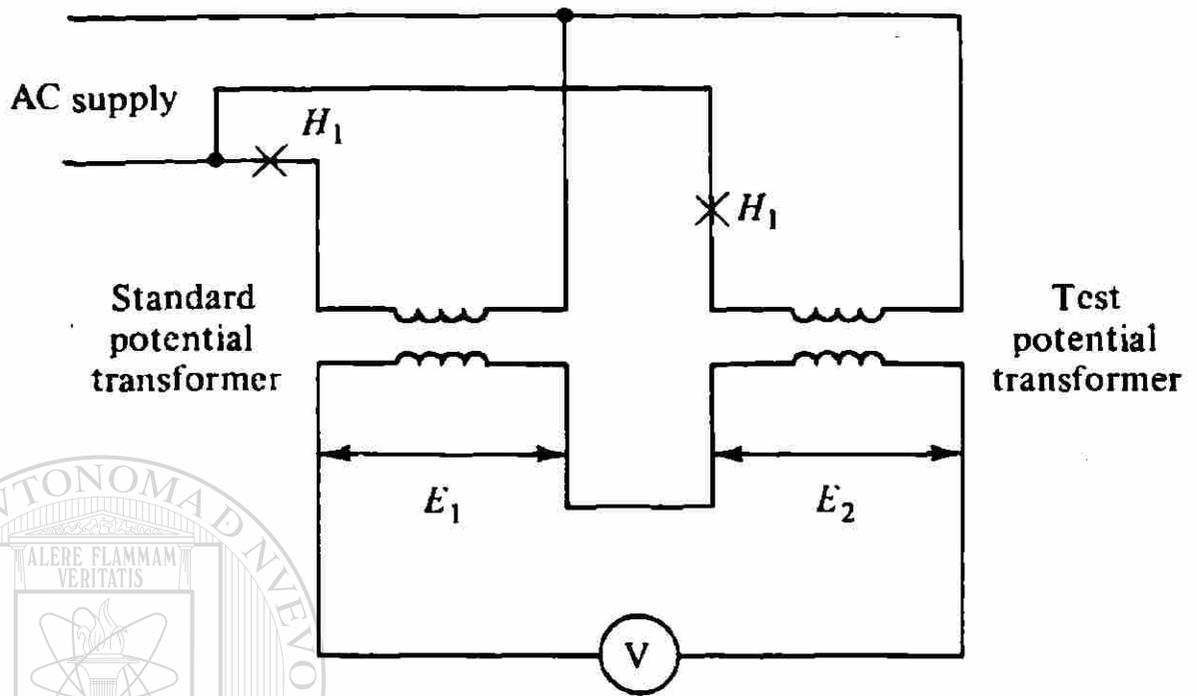
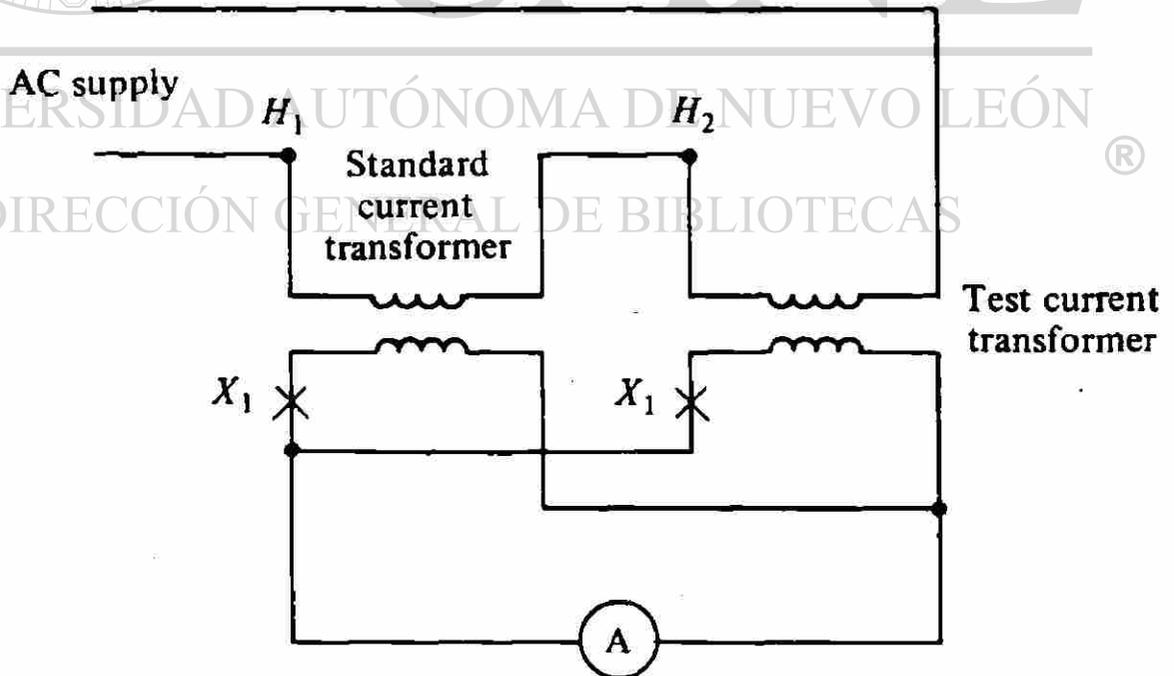


FIG. 6.3 (a) y FIG. 6.3 (b).



(a)



(b)

FIG. 6.4 (a) y FIG. 6.4 (b)

Pruebas

Las siguientes pruebas son de rutina y se hacen en transformadores de instrumento:

- La relación de transformación y el ángulo de fases deberá hacerse en transformadores de corriente con una relación de la corriente primaria de un 10 y un 100%, con una relación de frecuencia y carga máxima para la cual está diseñado el transformador.
- La prueba de relación de vueltas deberá hacerse en transformadores de corriente que vayan a conectarse con relevadores, para asegurar esta relación y la precisión en el funcionamiento de los relevadores.
- Pruebas rutinarias de precisión deberán hacerse en transformadores de potencial. Estas pruebas consisten en medir la relación de vueltas y el ángulo de fase, aplicando un voltaje primario y frecuencia al 100% con (cero) carga.

6.4 RELEVADORES DE PROTECCION

Los relevadores de protección son usados en sistemas de potencia para asegurar continuidad en el servicio. Estos relevadores deben de ser constantemente monitoreados para determinar sus condiciones de trabajo y evitar fallas. Se utilizan por igual en sistemas de potencia, generación, transmisión, distribución, utilización, etc.

Clasificación de los relevadores:

El Instituto Americano Nacional de Standares (ANSI) C37.90, clasifica los relevadores en las siguientes categorías:

- Relevadores de Protección
- Relevadores Auxiliares
- Reveladores de Programación
- Relevadores de Verificación
- Relevadores de Monitoreo

A las categorías anteriores deberá acompañarse con datos como: características de fabricación, principios de operación y otros como: corriente, voltaje, frecuencia etc. Los principios de operación consisten en si estos relevadores son: térmicos, electromagnéticos, etc., y las características de fabricación consisten en si son relevadores: de tiempo, direccionales, diferentes, de distancia, etc.

Relevadores Instantáneos:

Este tipo de relevadores constan de un embolo o pistón, una soneloide, una armadura embizagrada y un balanín. En estos relevadores, la armadura, por acción magnética de una bobina (o

bobinas) es atraída. Este tipo de relevadores pueden ser aplicados en sistemas de potencia, tanto de (C.D.), como de (C.A.).

Relevadores de Tiempo Retardado:

Este tipo de relevadores constan de un disco y un entrehierro de inducción y con estos dos elementos se lleva acabo la inducción magnética, un par es producido en un rotor móvil, el cual gira entre los polos de un electromagneto. Obviamente este tipo de relevadores es usado solamente en sistemas de potencia de (C.A.).

Principios de Aplicación y Operación de Relevadores

La aplicación de los relevadores de protección involucra factores tales como: seguridad, selectividad, velocidad de operación, complejidad y economía. Obviamente, si los relevadores cuentan con la mayor parte de los factores que se mencionan, la protección de un sistema podrá llevarse a cabo de la mejor manera y a un costo mínimo. La información que necesita ser evaluada para la aplicación de los factores es la siguiente:

- Diagrama unifilar del sistema
- Grado de protección requerida
- Estudio de corto circuito
- Corrientes de carga
- Datos de motores y transformadores
- Impedancias de los equipos del sistema
- Procedimientos de operación
- Protección existente
- Relación de los transformadores de potencial y corriente

La función de los relevadores de protección pueden clasificarse en: *protección primaria* y *protección de respaldo*. La *protección primaria* es la primera que debe actuar al suceder una falla en un sistema de potencia. Cuando esta protección no actúa, entonces la *protección de respaldo* debe operar. La protección primaria deberá operar tan rápidamente como sea posible.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Los relevadores de protección primaria pueden fallar debido a lo siguiente:

- Por fallas ligeras en el sistema (pequeñas)
- Por mal funcionamiento de los mismos
- Falla de un interruptor (que no abra a la señal del relevador)
- Por falla en el devanado de control (del relevador)
- Por falla en los transformadores de potencial o corrientes (que mandan la señal a los relevadores)

Por lo anterior un relevador de respaldo debe de estar preparado para que no falle por las causas de falla del relevador primario. El relevador de respaldo debe de estar completamente separado de los

circuitos de control y potencia, así como de los transformadores de instrumento que se conectan al relevador primario.

La operación de relevadores es una función a base de valores de corriente, voltaje, ángulo de fase o bien una combinación de dos (2) de estos valores. Cuando un relevador es operado solamente por uno de estos valores (corriente, voltaje o ángulo de fase), su operación es estrictamente una función de tiempo, pero cuando es operado por una combinación de dos de ellos su operación es a base de una magnitud relativa y una diferencia de ángulo de fase entre ambos valores. Las características de los relevadores son muy útiles para determinar la rapidez, sensibilidad y selectividad con que pueda ser afrontado un problema de corto circuito en un sistema de potencia.

La aplicación práctica de los relevadores se clasifica de acuerdo a sus características y lo podemos enumerar como sigue:

Relevadores de Sobrecorriente

Cuando una corriente excesiva fluye en un circuito, es necesario cortar la alimentación a ese circuito mediante la acción (disparo) de un interruptor. Este tipo de protección se logra mediante la acción de un relevador de tiempo o un relevador instantáneo. Los relevadores de acción instantánea, obviamente opera en un tiempo muy corto y los relevadores de tiempo actúan a base de una coordinación con otros relevadores.

Las características de los relevadores de tiempo tienen una proporcionalidad inversa mediante la cual a medida que el tiempo de operación decrece, la corriente de falla va en aumento. Las características de tiempo para cada familia de los relevadores de sobre-corriente se clasifican en: Inversos, muy inversos, extremadamente inversos, tiempo definido, tiempo corto y tiempo largo. Lo anterior es mostrado en curvas en la figura 6.5.

Relevadores de Bajo y Alto Voltaje

Los relevadores de bajo y alto voltaje tienen características similares a los relevadores de sobre-corriente. El parámetro que hace que el relevador actúe es un voltaje en lugar de una corriente. Los relevadores de voltaje a menudo combinan elementos de bajo voltaje de un relevador con elementos (contactos) de bajo voltaje o alto voltaje de otro relevador según sea la condición de protección, hace la comparación y manda la señal a un interruptor para que actúe (dispare) en caso de que los voltajes excedan los límites de falla.

Relevadores Direccionales

Los relevadores direccionales, son usados donde es deseado que un interruptor opere un circuito para un flujo de corriente en esa dirección. Esto es que la dirección es en respuesta de un flujo direccional de potencia. Esto se hace posible al distinguir el relevador diferencias en el ángulo de fase entre la corriente y el voltaje de referencia o entre la corriente y una corriente de referencia. El relevador direccional tiene un devanado (o bobina) de corriente y un devanado (o bobina) direccional. El devanado (o bobina) de corriente es conectada a un transformador de corriente, mientras que el devanado (o

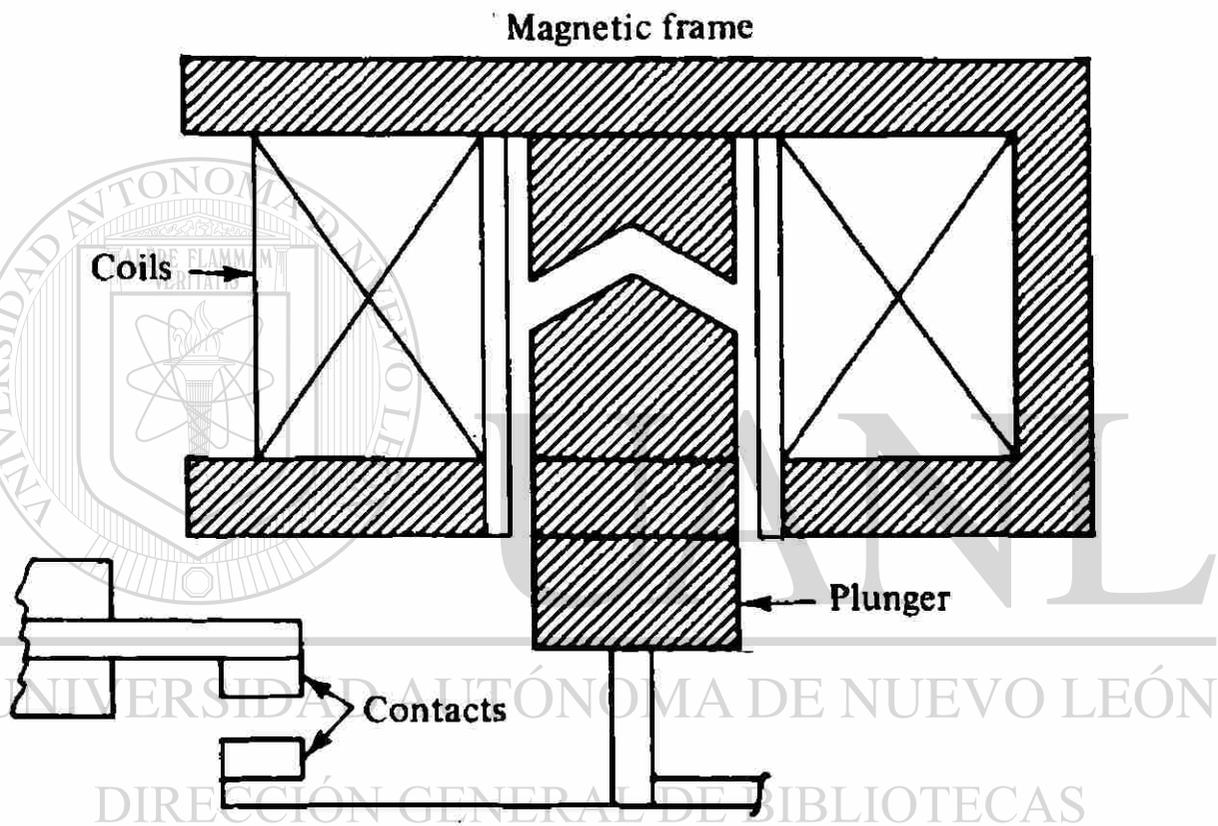


FIG. 6.5

bobina) direccional esta conectada a un transformador de potencial para proveer el voltaje de polarización.

Por lo tanto la acción de un relevador direccional depende de la magnitud de corriente y voltaje y la relación del ángulo de fases entre ambos.

Relevadores de Distancia

La aplicación principal de los relevadores de distancia es para líneas de transmisión. Un relevador de distancia opera comparando de voltaje y la corriente de la línea en un punto y mide la impedancia de la misma. El relevador es calibrado para operar cuando la impedancia de la línea es menor al valor que debe tener en condiciones normales de operación. Desde luego que la impedancia es una función de la longitud y el tipo de conductor, y el relevador opera cuando ocurre un corto circuito dentro de la longitud de la línea para el cual el relevador fue calibrado o diseñado.

Hay 3 tipos de relevadores de distancia:

1. Impedancia
2. Admitancia (MHO) y
3. Reactancia

Relevadores Diferenciales

Los relevadores diferenciales proveen una protección de la zona donde son instalados a base de tener una conexión directa de transformadores de corriente y estos transformadores tienen la misma relación.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

BIBLIOGRAFIA

1.- H. Altuve Ferrer. Protección de sistemas eléctricos de potencia. CENACE CFE Edición 1992.

2.- Gilberto Enriquez Harper. Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores. Limusa 1a. Edición 1981.

3.- C. Russell Mason. El arte y la ciencia de la protección por relevadores. C.E.C.S.A. Edición 1979.

4.- CFE-UANL Memoria técnica - II Simposium Iberoamericano sobre protección de sistemas eléctricos de potencia. Primera Edición 1993.

5.- Electrical Equipment Testing & Maintenance A.S. Gill.
Editorial Prentice Hall.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CONCLUSIONES

Este trabajo sobre mantenimiento , pruebas y protección por relevadores a sistemas eléctricos de potencia, representa temas fundamentales y principios generales de los procesos adecuados a la buena conservación y funcionamiento de los equipos eléctricos en operación.

Los temas se han presentado de tal manera que le sea útil al personal técnico o profesional de una empresa, así como a estudiantes de ingeniería eléctrica.

Además puede servir de guía fundamental en el proceso de elaborar programas de mantenimientos y pruebas a los equipos eléctricos de industria mediana y grande.

