

360617



UNIVERSIDAD LA SALLE 8

2e)

ESCUELA DE INGENIERIA
INCORPORADA A LA U. N. A. M.

ESQUEMAS Y AJUSTE DE PROTECCIONES

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
ESPECIALIDAD EN COMUNICACIONES
Y ELECTRONICA

P R E S E N T A N :

MARIO ALBERTO BETANCOURT MARTINEZ
EDUARDO FERNANDO GONZALEZ ACOSTA
EMMA PATRICIA BENITEZ VIRAMONTES
LEONARDO VILLAGOMEZ SALINAS
SALVADOR CERDA GOO

ASESOR DE TESIS: ING. J. RUBEN RAMIREZ G.

MEXICO, D. F.

1994

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



LA SALLE

A los Pasantes Señores: Mario Alberto Betancourt Martínez
Eduardo Fernando González Acosta
Salvador Cerda Goo
Emma Patricia Benítez Viramontes
Leonardo Villagómez Salinas

En atención a su solicitud relativa, me es grato transcribir a Ud. a continuación el tema que aprobado por esta Dirección, propuso como Asesor de Tesis el Ing. Jesús Rubén Ramírez Guzmán, para que lo desarrolle como tesis en su Examen Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista con Área principal en Ingeniería Electrónica.

"ESQUEMAS Y AJUSTE DE PROTECCIONES"


con el siguiente índice:

	Introducción
	Objetivo
Capítulo I	Cortocircuito
Capítulo II	Esquemas y ajuste de protecciones para generadores
Capítulo III	Esquemas y ajuste de protecciones para transformadores
Capítulo IV	Esquemas y ajuste de protecciones para motores
Capítulo V	Coordinación de protecciones
	Conclusiones
	Bibliografía

Ruego a Ud., tomar debida nota de que en cumplimiento de lo especificado en la Ley de Profesiones, deberá prestar Servicio Social como requisito indispensable para sustentar Examen Profesional, así como de la disposición de la Dirección General de Servicios Escolares, en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

ATENTAMENTE
"INDIVISA MANENT"
ESCUELA DE INGENIERÍA
México, D.F., a 25 de Enero de 1995


ING. JESUS RUBEN RAMIREZ GUZMAN
ASESOR DE TESIS


ING. EDUARDO BARRERA MONSIVAIS
DIRECTOR

UNIVERSIDAD LA SALLE

BENJAMIN FRANKLIN 47, TEL. 516-99-60 MEXICO 06140 D.F.

GRACIAS:

A Dios por permitirme vivir la experiencia de existir.

A mi mamá, por su apoyo y cuyos ejemplos de fortaleza y amor me han impulsado a largo de mi vida.

A mis hermanas Vero y Mónica por su alegría, entusiasmo y cariño.

A mis tías Eva e Irma, a mi abue y a Gerardo por su apoyo incondicional.

A los buenos amigos por los gratos momentos.

Y sobretodo dedico la culminación de esta etapa universitaria, a ti papá, por que estas siempre conmigo.

Patricia

**Gracias a mis Padres:
Por su amor y apoyo incondicional.
Para ustedes mi respeto y cariño.**

**Gracias a mi Hermana:
Por tu ejemplo, te quiero.**

**Gracias a ti Erika:
Por estar siempre conmigo, te amo.**

Gracias a Dios.

Eduardo.

El presente trabajo lo dedico con todo cariño y respeto a mis padres el Sr. Héctor W. Cerda Morales (Q.E.P.D.) y la Sra. María Guadalupe Goo de Cerda por todo el cariño y apoyo que me han dado durante la vida mi mas sincero agradecimiento.

Con todo mi afecto y admiracion, a mis hermanos Héctor Cerda Goo y Carolina Cerda Goo por todos esos momento que hemos pasado juntos y por los que restan por vivir.

Y principalmente a ti Señor por permitirme haber llegado hasta este punto te doy las gracias.

Salvador

**Gracias a Dios por la
oportunidad de la vida.....**

**Gracias a mis Padres por todo su
amor, sacrificio y apoyo para
poder realizar mis metas. Los
amo.**

**Gracias a mis hermanos Luis y
Cristy, por todos los momentos
agradables que hemos vivido
juntos y su apoyo siempre
incondicional.**

MARIO.

A mi papá y mamá por la vida y el empleo, apoyo y amor sin límites.

A mis hermanos Magui, Wicho, Vero, Bur, mi cuñado Nacho y mis sobrinos Nachito, Alex y Margarita.

Gracias por formar entre todos lo mejor que tengo en la vida.

Leonardo.

**ESQUEMAS Y AJUSTE DE PROTECCIONES
ELECTRICAS EN CENTRALES GENERADORAS**

INDICE

INDICE	1
INTRODUCCION.....	3
OBJETIVO.....	5
CAPITULO 1 CORTOCIRCUITO.....	7
1.1 PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITO.....	7
1.2 FUENTES ALIMENTADORAS DE CORRIENTE DE FALLA.....	8
1.2.1 Generadores Síncronos.....	8
1.2.2 Motores y condensadores síncronos.....	9
1.2.3 Motores y generadores de inducción.....	9
1.2.4 Sistema externo de suministro de energía eléctrica.....	9
1.3 METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	10
1.4 CANTIDADES EN POR UNIDAD.....	10
1.5 COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	12
1.5.1 Componentes de secuencia positiva.....	13
1.5.2 Componentes de secuencia negativa.....	13
1.5.3 Componentes de secuencia cero.....	13
1.6 DIAGRAMAS DE SECUENCIA DE UN GENERADOR.....	16
1.7 REDES DE SECUENCIA CERO.....	19
1.7.1 Caso 1.- Conexión estrella - estrella: Un neutro a tierra.....	21
1.7.2 Caso 2.- Conexión estrella - estrella, ambos neutros a tierra.....	21
1.7.3 Caso 3.- Conexión estrella - delta: Estrella conectada a tierra.....	22
1.7.4 Caso 4.- Conexión estrella - delta.....	22
1.7.5 Caso 5.- Conexión delta - delta.....	23
1.8 FALLA TRIFASICA BALANCEADA.....	23
1.9 FALLA DE LINEA A TIERRA.....	26
1.10 FALLA DE LINEA A LINEA.....	29
1.11 FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA.....	32
1.12 METODO DE LA NORMA ANSI/ IEEE 141 - 1986.....	34
1.12.1 Primera red.....	35
1.12.2 Segunda red.....	36
1.12.3 Tercera red.....	36
1.12.4 Notas generales.....	37
1.13 EJEMPLO.....	37
CAPITULO 2. ESQUEMAS Y AJUSTE DE PROTECCIONES PARA GENERADORES.....	53
2.1 INTRODUCCION.....	53
2.2 PROTECCION DIFERENCIAL 87G.....	54
2.3 PROTECCION CONTRA FALLA A TIERRA EN ESTATOR DEL GENERADOR (64).....	61
2.4 PROTECCION DE RESPALDO CONTRA FALLAS EXTERNAS (51V ó 21).....	66
2.5 PROTECCION DE POTENCIA INVERSA (32G).....	74
2.6 PROTECCION CONTRA TIERRA EN EL CAMPO (64F).....	78
2.7 PROTECCION DE BAJA FRECUENCIA (81G).....	80
2.8 PROTECCION CONTRA SOBREEXCITACION (24).....	84
2.9 PROTECCION DE VOLTAJE BALANCEADO (60).....	88
2.10 PROTECCION DE PERDIDA DE CAMPO (40G).....	93
2.11 PROTECCION DE SECUENCIA NEGATIVA (46).....	101

CAPITULO 3. ESQUEMAS Y AJUSTE DE PROTECCIONES PARA TRANSFORMADORES	108
3.1 INTRODUCCION.....	108
3.2 FALLAS EN TRANSFORMADORES.....	109
3.3 PRINCIPIOS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES.....	113
3.4 PROTECCION POR SOBRECALENTAMIENTO.....	113
3.5 PROTECCION DE SOBRECORRIENTE.....	115
3.6 PROTECCION DIFERENCIAL.....	125
3.7 PROTECCION DE GAS.....	137
3.8 PROTECCION CONTRA SOBREFLUJO O SOBREEXCITACION.....	141
CAPITULO 4. ESQUEMAS Y AJUSTE DE PROTECCIONES PARA MOTORES	144
4.1 INTRODUCCION.....	144
4.2 DESCRIPCION DE LOS MOTORES DE INDUCCION Y SINCRONOS.....	145
4.3 EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN MOTORES.....	148
4.4 CRITERIO PARA SOBREPOTECCION DE SOBRECORRIENTE.....	149
4.5 PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASE.....	151
4.6 PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.....	154
4.7 PROTECCION DE SECUENCIA NEGATIVA.....	164
4.8 PROTECCION DE FALLA A TIERRA.....	164
4.9 PROTECCION DE TIERRA DEL SISTEMA.....	167
4.10 PROTECCION DE FALLA A TIERRA DEL ROTOR.....	169
4.11 PROTECCION DIFERENCIAL.....	172
4.12 PROTECCION CONTRA BAJO VOLTAJE.....	178
4.13 PROTECCION DE PERDIDA DE SINCRONISMO.....	179
CAPITULO 5. COORDINACION DE PROTECCIONES	182
5.1 EQUIPOS CONSIDERADOS Y SUS LIMITES DE PROTECCION.....	182
5.1.1 TRANSFORMADORES.....	183
5.1.2 MOTORES.....	191
5.1.3 CENTROS DE DISTRIBUCION.....	193
5.1.4 CABLES.....	193
5.2 PRINCIPALES DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE.....	194
5.2.1 FUSIBLES.....	196
5.2.2 INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE.....	197
5.2.3 RELEVADORES.....	199
5.3 MARGENES DE COORDINACION RECOMENDADOS.....	200
5.4 EJEMPLO.....	202
CONCLUSIONES	217
BIBLIOGRAFIA	219

INTRODUCCION.

En un sistema de generación de energía, existe una gran variedad de factores, condiciones y cálculos que deben tomarse en cuenta para contar con un sistema que funcione de manera eficaz y segura. Si se tratara de ordenar de alguna forma todos estos factores tomando en consideración su importancia, sería difícil decidir cual de ellos es el de mayor peso, pero haciendo un análisis desde un punto de vista de proyecto, la selección de los dispositivos destinados a proteger el sistema, y los cálculos adecuados para su correcto funcionamiento, mostraría que los relevadores de protección revisten una gran importancia para el buen funcionamiento del mismo.

Para la selección de las protecciones adecuadas en un sistema de generación de energía, debe tomarse en cuenta la variedad del equipo a proteger, además de realizar un cálculo minucioso que involucre a la totalidad de las protecciones para decidir si todas ellas en conjunto funcionan de manera adecuada, es por ello que el ajuste y aplicación de esquemas de protección juega un papel importante en la toma de decisiones para la selección y aplicación de protecciones en un sistema.

En páginas siguientes, se encontrará una explicación de las bases sobre las cuales se fundamentan la mayor parte de las protecciones, un panorama de aplicación de protecciones tomando en cuenta los elementos mas significativos que se pueden encontrar en un sistema de generación y finalmente, un estudio y análisis de la aplicación de estas protecciones y como interactúan unas con otras para ofrecer una protección confiable a todos y cada uno de los elementos del sistema en cuestión.

OBJETIVO.

Los capítulos que integran este trabajo contemplan como objetivo principal plantear las herramientas necesarias para definir criterios de selección de esquemas, coordinación y ajuste de protecciones eléctricas de los equipos principales eléctricos involucrados en plantas generadoras. Para este fin se proporcionan las bases y análisis necesarios para determinar las condiciones de falla, la coordinación de protecciones así como la adecuada selección de las protecciones recomendadas por las normas.

En el capítulo de cortocircuito se tiene como objetivo calcular el valor máximo de la corriente de falla y analizar su comportamiento durante el tiempo de duración del mismo. Esto nos permitirá determinar el valor de la corriente que debe interrumpirse y el esfuerzo al que son sometidos los equipos durante el tiempo transcurrido desde que se presenta la falla hasta que se interrumpe la circulación de la corriente, así como definir la capacidad de los componentes del sistema para resistir esfuerzos mecánicos y térmicos y determinar el valor de corriente que se usará para la coordinación de protecciones.

El capítulo de coordinación de protecciones proporciona los criterios para el análisis de los elementos necesarios para asegurar la continuidad de la operación de un sistema eléctrico, desconectando en caso de falla solamente la parte del sistema en que ésta se presenta, mediante la adecuada selección y ajuste de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

Así mismo se analizarán los esquemas de protección más utilizados en las centrales generadoras para los generadores, transformadores y motores que se emplean en las mismas. También se muestran las principales nociones de cada protección así como su conexión básica a los diversos tipos de equipos (generadores, transformadores y motores) más comunes en las plantas generadoras en México.

CAPITULO 1 CORTOCIRCUITO

1.1 PROTECCION CONTRA CORTOCIRCUITO

Se dice que una instalación esta preparada para soportar cortocircuitos cuando sus elementos cumplen con las siguientes características:

- a) Robustez suficiente para soportar los esfuerzos mecánicos de la máxima falla posible.
- b) Capacidad de los conductores para soportar los esfuerzos térmicos de la corriente de falla más alta que pueda circular.
- c) Rapidez de respuesta del sistema de protecciones para interrumpir y aislar únicamente la zona donde aparezca el cortocircuito.
- d) Capacidad de los interruptores para disipar la energía del arco.

Las protecciones de toda instalación deben estar diseñadas para operar con seguridad en condiciones extremas y para aislar las partes dañadas, de tal forma que pueda continuar funcionando la mayor cantidad de equipos no cercanos a la falla.

En caso de falla, el flujo de corriente en cualquier punto del sistema esta limitado por la impedancia de los circuitos y de los equipos desde las fuentes de la corriente hasta el punto de falla, y no tiene relacion alguna con la carga del sistema. Resulta claro que para poder especificar los elementos de un circuito, diseñar el sistema de protección y coordinar debidamente estas protecciones es necesario conocer el valor de la corriente de cortocircuito en cada punto de la instalación.

En instalaciones complejas con varios niveles de tensión y algunos otros elementos especiales, los cálculos podrían resultar laboriosos y se justifica la utilización de una computadora. Sin embargo en instalaciones con una sola subestación, con distribución radial en baja tensión, normalmente resulta suficiente realizar un cálculo manual.

1.2 FUENTES ALIMENTADORAS DE CORRIENTE DE FALLA

Por su participación durante un corto circuito los elementos de un sistema eléctrico se pueden clasificar en pasivos y activos. Los elementos pasivos únicamente intervienen presentando su impedancia durante la falla y así limitando dicho valor de corriente, dentro de los elementos pasivos se pueden mencionar principalmente los transformadores, cables y reactores.

Los elementos activos son aquellos que contribuyen con corrientes de falla y son las máquinas eléctricas rotatorias: generadores y motores. Estos últimos funcionan como generadores durante la falla, utilizando para su movimiento energía almacenada en su masa (energía cinética) y en la de las máquinas acopladas a ellos.

A continuación se describen las fuentes principales de corrientes de falla.

1.2.1 Generadores Síncronos

El comportamiento de un generador síncrono durante un corto circuito se puede simular mediante su representación por su reactancia subtransitoria (X''_d), reactancia transitoria (X'_d) y reactancia sincrónica (X_d). El uso de la corriente de

falla definirá cual es el valor de reactancia que deberá emplearse en el cálculo. Debido a la construcción y al funcionamiento de estas máquinas, contribuirán con corrientes de falla mientras permanezcan conectadas al sistema .

1.2.2 Motores y condensadores síncronos

Para fines de cortocircuito éstas máquinas se comportan en forma similar al los generadores síncronos, motivo por el cual su representación durante una condición de falla es idéntica a la de generadores síncronos.

1.2.3 Motores y generadores de inducción

Debido a que en estas máquinas el flujo del campo se produce por inducción en lugar de un devanado de campo de corriente directa (máquinas síncronas), esto ocasiona que la corriente de falla de una máquina de inducción solo dure unos ciclos, ya que el flujo inducido disminuye drásticamente al ocurrir la falla y perderse la fuente de alimentación. En este caso solo se emplea el valor de reactancia subtransitoria (X''_d) cuyo valor en por unidad puede considerarse igual al inverso de la corriente a rotor bloqueado por unidad.

1.2.4 Sistema externo de suministro de energía eléctrica

En un sistema eléctrico interconectado a la red externa de suministro de energía es de vital importancia considerar la aportación de corriente de falla de dicho sistema externo hacia el sistema analizado.

Para considerar dicha contribución hay que representar al sistema externo como un generador equivalente conectado en el punto de interconexión y

contribuyendo con una corriente de falla calculada por la compañía suministradora

1.3 METODOLOGIA PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

En el análisis de las probables condiciones de falla por cortocircuito se requiere de experiencia y de conocimiento de las leyes que rigen el fenómeno transitorio, en forma resumida el proyectista debe:

- a) Seleccionar el lugar o punto de la instalación en donde se requiere conocer el nivel de falla
- b) Establecer el modelo eléctrico (diagrama de Impedancias) más simple posible para obtener el valor de la corriente.
- c) Reconocer que existen condiciones del sistema en las cuales no se cumple las restricciones supuestas que permitieron la simplificación del modelo.
- d) Calcular o estimar las correcciones que se considere necesario realizar en los resultados para compensar las suposiciones cuando se crea que estas provocan una desviación importante del comportamiento probable

1.4 CANTIDADES EN POR UNIDAD

En los sistemas eléctricos existen normalmente varios niveles de voltaje y equipos con las más diversas potencias, complicando esto el poder manejar sus

impedancias en combinación con las de los demás elementos en unidades como el ohm.

Para evitar dicha complicación se recurre a las cantidades en por unidad, cuya filosofía se basa en representar cada cantidad eléctrica básica (voltaje, corrientes, impedancia y potencia) en relación a una cantidad base seleccionada y/o calculada previamente.

El proceso de selección y cálculo de las cantidades base consiste en seleccionar una potencia base y un voltaje base, la potencia base es una y es válida para todo el sistema, el voltaje base seleccionado originalmente es válido únicamente para la sección donde se eligió dicho voltaje.

Los voltajes base de las demás secciones del sistema deberán calcularse en función de las relaciones de transformación de los transformadores que interconectan todas las secciones del sistema. Esto quiere decir que existirán tantos voltajes base como voltajes existan en el sistema.

Una vez que se han calculado todos los voltajes base se procede a calcular las corrientes e impedancias base en cada sección aplicando las expresiones ya conocidas para ello.

A continuación se presentan las expresiones más comunes empleadas para conversión a cantidades en por unidad.

Cantidad en Por Unidad = Cantidad real / Cantidad Base

$$I_{\text{base}} (\text{amperes}) = \text{KVA}_{\text{base}} / \sqrt{3} \text{KV}_{\text{base}}$$

$$Z_{\text{base}} (\text{Ohms}) = (\text{KV}_{\text{base}})^2 / \text{MVA}_{\text{base}}$$

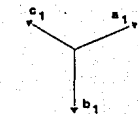
$$Z_{\text{pu}} = Z(\text{ohms}) \text{MVA}_{\text{base}} / (\text{KV}_{\text{base}})^2$$

$$Z_{\text{pu base2}} = Z_{\text{pu base1}} (\text{MVA}_{\text{base2}} / \text{MVA}_{\text{base1}}) (\text{KV}_{\text{base1}} / \text{KV}_{\text{base2}})^2$$

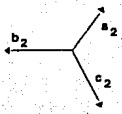
1.5 COMPONENTES SIMÉTRICAS

El teorema de L. Fortescue, constituye una de las herramientas para el estudio de los circuitos polifásicos desequilibrados. Este demuestra que un sistema desequilibrado de "n" vectores relacionados entre sí, puede descomponerse en "n" sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricos de los vectores originales. Los "n" vectores de cada conjunto de componentes son de igual longitud, siendo también iguales los ángulos formados por los vectores adyacentes. Aunque el método es aplicable a cualquier sistema polifásico desequilibrado, limitaremos nuestro estudio a sistemas trifásicos.

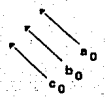
Según el teorema de Fortescue, tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico pueden descomponerse en tres sistemas equilibrados de vectores. Los conjuntos equilibrados de componentes son:



Componentes de secuencia positiva



Componentes de secuencia negativa



Componentes de secuencia cero

DIAGRAMAS VECTORIALES DE COMPONENTES SIMETRICAS

Fig. 1

1.5.1 Componentes de secuencia positiva.

Formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120° y con la misma secuencia de fases que los vectores originales (fig. 1).

1.5.2 Componentes de secuencia negativa.

Formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120° y con la secuencia de fases opuesta a la de los vectores originales.(fig. 1).

1.5.3 Componentes de secuencia cero.

Formados por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase nula. (fig. 1)

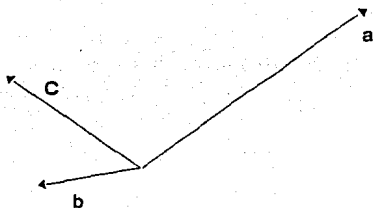


DIAGRAMA VECTORIAL DE UN SISTEMA DESBALANCEADO

Fig. 2

Suponiendo un sistema desbalanceado de tres vectores (fig. 2), donde cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes, los vectores originales expresados en función de sus componentes serían:

$$a = a_0 + a_1 + a_2 \quad \text{Ec. 1}$$

$$b = b_0 + b_1 + b_2 \quad \text{Ec. 2}$$

$$c = c_0 + c_1 + c_2 \quad \text{Ec. 3}$$

En un sistema trifásico es conveniente, disponer de un método para indicar la rotación de 120° de un vector, por los desplazamientos de fase de las componentes simétricas de tensiones y corrientes.

La letra α se utiliza para designar al operador que origina una rotación de 120° en sentido contrario al movimiento de las manecillas del reloj. Tal operador es un número complejo de módulo unidad y argumento de 120° .

En las ecuaciones 1, 2 y 3 se puede ver la descomposición de tres vectores asimétricos en sus componentes simétricas.

Se expresa cada componente de b y c como el producto de una función del operador α y un componente de a. De la figura 1 se derivan las relaciones siguientes:

$$a = a_0 + a_1 + a_2$$

$$b = a_0 + \alpha^2 a_1 + \alpha a_2$$

$$c = a_0 + \alpha a_1 + \alpha^2 a_2$$

O bien en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix}$$

Ec. 4

Donde:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$$

Para encontrar a_0 , a_1 y a_2 el sistema de ecuaciones planteado en la ecuación 4 se resuelve, obteniendo:

$$\begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix}$$

Ec. 5

Estas expresiones muestran como descomponer tres vectores asimétricos en sus componentes simétricas.

Toda esta teoría se aplica tanto a corrientes como a voltajes.

1.6 DIAGRAMAS DE SECUENCIA DE UN GENERADOR

En la fig. 3 se muestra un generador en vacío conectado a tierra a través de una reactancia. Los sentidos de las corrientes y las redes de secuencia para el generador se muestran en la fig. 4

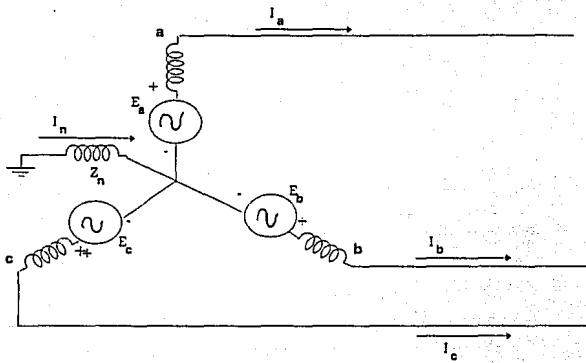
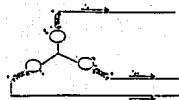


DIAGRAMA DE UN GENERADOR EN VACIO

Fig. 3



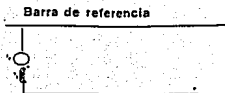
a) Sentido de las corrientes de secuencia positiva



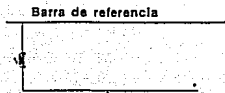
c) Sentido de las corrientes de secuencia negativa



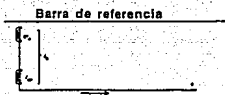
e) Sentido de las corrientes de secuencia cero



b) Red de secuencia positiva



d) Red de secuencia negativa



f) Red de secuencia cero

REDES DE SECUENCIA PARA UN GENERADOR TRIFASICO

Por componentes simétricas :

$$I_{a0} = (I_a + I_b + I_c) / 3 = I_n / 3$$

Por lo tanto:

$$I_n = 3 I_{a0}$$

En la figura 4 se observa que la corriente que pasa por la impedancia Z_n entre neutro y tierra es:

$$3 I_{a0}$$

y la caída de tensión de secuencia cero, desde el punto "a" hasta tierra es:

$$-3I_{a0} Z_n - I_{a0} Z_{g0}$$

Donde Z_{g0} es la impedancia de secuencia cero por fase del generador.

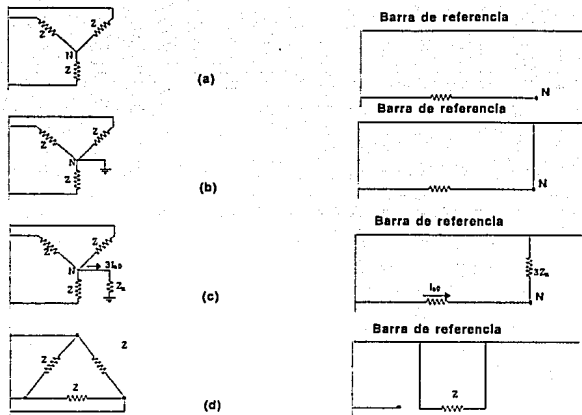
La red de secuencia cero, es un circuito monofásico por el que sólo pasa la corriente de secuencia cero de una fase por una impedancia total de secuencia cero:

$$Z_0 = 3 Z_n + Z_{g0}$$

1.7 REDES DE SECUENCIA CERO

Las corrientes de secuencia cero de un sistema trifásico, funcionan como un monofásico, ya que tienen el mismo valor absoluto e igual fase en cualquier punto en todas las fases del sistema. Es por esto que las corrientes de secuencia cero circularán sólo si existe trayectoria de retorno por la cual pueda cerrarse el circuito.

La fig. 5 muestra las redes de secuencia cero para cargas conectadas en estrella y en delta:



REDES DE SECUENCIA CERO CONECTADAS EN ESTRELLA Y DELTA

Fig. 5

Las diversas combinaciones posibles de los devanados primario y secundario conectados en estrella y delta varían la red de secuencia cero. La teoría de los transformadores hace posible la construcción del circuito equivalente de la red de secuencia cero.

Recordando que por el primario de un transformador no circulará corriente, a menos que circule por el secundario, y despreciando la pequeña corriente de magnetización, la corriente primaria estará determinada por la secundaria y la relación de transformación. Estos principios sirven de base en el análisis de los casos particulares siguientes en los cuales se indican las trayectorias de

circulación de la corriente de secuencia cero, cuando no exista tal indicación la conexión del transformador no permitirá la circulación de las corrientes de secuencia cero. Para cada conexión se representa el circuito aproximado equivalente de secuencia cero, con resistencia y una trayectoria para la corriente de magnetización omitidas.

Las letras P y Q identifican los puntos correspondientes en los diagramas de conexiones (fig.6) y circuitos equivalentes. La justificación respectiva al circuito equivalente para cada conexión es la siguiente:

1.7.1 Caso 1.- Conexión estrella - estrella: Un neutro a tierra.

Si uno de los dos neutros de un banco estrella - estrella no está conectado a tierra, la corriente de secuencia cero no puede circular en ninguno de los dos devanados. La ausencia de trayectoria por un devanado impide la corriente en el otro. Para la corriente de secuencia cero existe un circuito abierto entre las dos partes del sistema conectado por el transformador.

1.7.2 Caso 2.- Conexión estrella - estrella, ambos neutros a tierra.

Cuando ambos neutros de un transformador estrella - estrella están conectados a tierra, existe trayectoria en los dos devanados para las corrientes de secuencia cero. Si la corriente de secuencia cero puede seguir un circuito completo fuera del transformador en ambos lados de este, puede circular en ambos devanados del transformador. En la red de secuencia cero, los puntos de ambos lados del transformador se unen por la impedancia de secuencia cero del transformador.

1.7.3 Caso 3.- Conexión estrella - delta: Estrella conectada a tierra.

Si el neutro de un transformador estrella - delta es conectado a tierra las corrientes de secuencia cero tienen trayectoria a tierra a través de la conexión a tierra de la estrella, ya que las corrientes inducidas correspondientes pueden circular en la conexión delta. La corriente de secuencia cero, que circula en la delta para equilibrar la corriente de secuencia cero en la estrella, no puede circular en las líneas conectadas a la delta.

Es preciso que haya un circuito, abierto entre la línea y la barra de referencia en el lado de la delta.

El circuito equivalente proporciona una trayectoria desde la línea en el lado de la estrella, a través de la resistencia equivalente y la reactancia de pérdida del transformador, hasta la barra de referencia.

Si la conexión del neutro a tierra contiene una impedancia Z_n , el circuito equivalente de secuencia cero debe tener una impedancia $3Z_n$ en serie con la resistencia equivalente y la reactancia de pérdida del transformador para conectar la línea en el lado en estrella - tierra.

1.7.4 Caso 4.- Conexión estrella - delta

Si la conexión estrella no está conectada a tierra, la impedancia Z_n entre el neutro y tierra es infinita. La impedancia $3Z_n$ en el circuito equivalente del caso 3 para la impedancia de secuencia cero, se hace infinita. La corriente de secuencia cero no puede circular en los devanados del transformador.

1.7.5 Caso 5.- Conexión delta - delta

Como un circuito delta - delta no proporciona trayectoria de retorno a la corriente de secuencia cero, no puede haber corriente de secuencia cero en un transformador delta - delta , aunque puede circular dentro de los devanados en delta.

1.8 FALLA TRIFASICA BALANCEADA

La justificación para considerar sólo fallas trifásicas balanceadas esta en el hecho de que las corrientes de fallas entre líneas nunca son mayores que las trifásicas (aprox 87%). Por otra parte las fallas monofásicas solo en muy raras ocasiones son mayores que las trifásicas (máximo 125%). Además los interruptores trifasicos soportan mejor una falla monofasica o bifásica, debido a que los esfuerzos mecanicos y la ionización son menores cuando ocurre en una o dos fases.

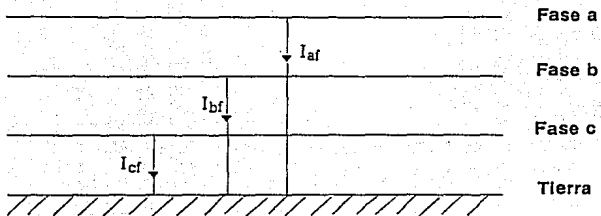
La corriente de una falla trifásica equilibrada es igual en las tres fases, por lo que puede calcularse para una sola fase, con el voltaje entre línea y neutro y su impedancia equivalente. En el cálculo de fallas se utilizan voltajes nominales y las relaciones de transformación nominales de los transformadores.

La figura 7 representa una falla trifásica balanceada.

De donde se deduce que:

$$I_{af} + I_{bf} + I_{cf} = 0 \quad (\text{falla balanceada})$$

$$V_{af} = V_{bf} = V_{cf} = 0 \quad (\text{fase - tierra})$$



ESQUEMA DE UNA FALLA TRIFASICA BALANCEADA

Fig. 7

Como el circuito es balanceado:

$$I_{bf} = \alpha^2 I_{af}$$

$$I_{cf} = \alpha I_{af}$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes:

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando se obtiene :

$$I_{0f} = (I_{af} + I_{bf} + I_{cf}) / 3 = 0$$

$$I_{1f} = (I_{af} + \alpha I_{bf} + \alpha^2 I_{cf}) / 3$$

$$= (I_{af} + \alpha^3 I_{af} + \alpha^3 I_{af}) / 3 = I_{af}$$

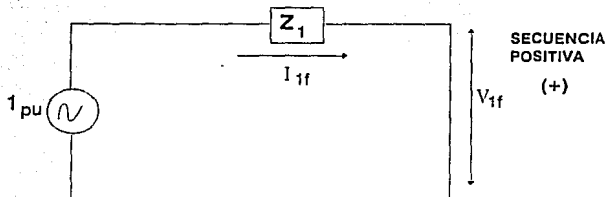
$$I_{2f} = (I_{af} + \alpha^2 I_{bf} + \alpha I_{cf}) / 3$$

$$= (I_{af} + \alpha I_{af} + \alpha^2 I_{af}) / 3 = 0$$

Como: $V_{af} = V_{bf} = V_{cf} = 0$

Se cumple que: $V_{0f} = V_{1f} = V_{2f} = 0$

Para una falla trifásica balanceada la única red que interviene es la secuencia positiva. El circuito equivalente para esta falla se muestra en la figura 8.

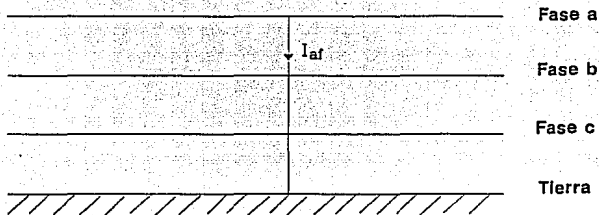


CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA TRIFASICA BALANCEADA

Fig. 8

1.9 FALLA DE LINEA A TIERRA

La figura 9 es una representación de este tipo de falla.



ESQUEMA DE UNA FALLA DE LINEA A TIERRA

Fig. 9

De donde se deduce que

$$I_{bf} = I_{cf} = 0 \quad (\text{fases no falladas})$$

$$V_{af} = 0 \quad (\text{fase - tierra})$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes:

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{af} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Desarrollando se obtiene:

$$I_{0f} = I_{1f} = I_{2f} = I_{af} / 3 \quad \text{Ec. 7}$$

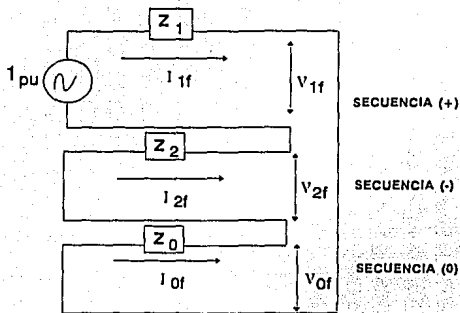
Aplicando componentes simétricas a los voltajes:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ V_{bf} \\ V_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix}$$

Se obtiene :

$$0 = V_{0f} + V_{1f} + V_{2f} \quad \text{Ec. 8}$$

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 7 y 8 es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como lo indica la figura 10.

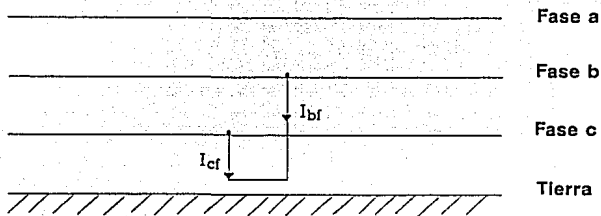


CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE LINEA A TIERRA

Fig. 10

1.10 FALLA DE LINEA A LINEA

La figura 11 es una representación de este tipo de falla .



ESQUEMA DE UNA FALLA DE LINEA A LINEA

Fig. 11

De donde se deduce:

$$I_{af} = 0$$

$$I_{cf} = -I_{bf}$$

$$V_{bf} = V_{cf}$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes:

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{bf} \\ -I_{bf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando :

$$I_{0f} = 0$$

$$I_{1f} = (\alpha - \alpha^2) I_{bf} / 3 = j\sqrt{3} I_{bf} / 3 = j I_{bf} / \sqrt{3}$$

$$I_{2f} = (\alpha^2 - \alpha) I_{bf} / 3 = -j\sqrt{3} I_{bf} / 3 = -j I_{bf} / \sqrt{3}$$

$$I_{1f} = -I_{2f}$$

Ec. 9

Aplicando componentes simétricas a los voltajes:

$$\begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{af} \\ V_{bf} \\ V_{cf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando :

$$V_{0f} = (V_{af} + V_{bf} + V_{cf}) / 3 = (V_{af} + 2V_{bf}) / 3$$

$$V_{1f} = (V_{af} + \alpha V_{bf} + \alpha^2 V_{cf}) / 3 = (V_{af} - V_{bf}) / 3$$

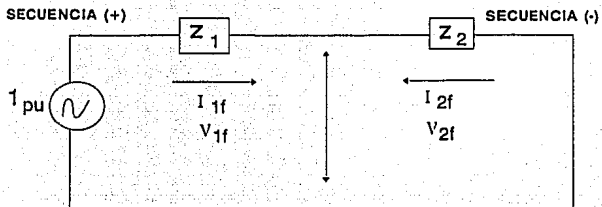
$$V_{2f} = (V_{af} + \alpha^2 V_{bf} + \alpha V_{cf}) / 3 = (V_{af} - V_{bf}) / 3$$

De las ecuaciones anteriores se obtiene:

$$V_{1f} = V_{2f}$$

Ec. 10

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 9 y 10 es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como se indica en la figura 12.

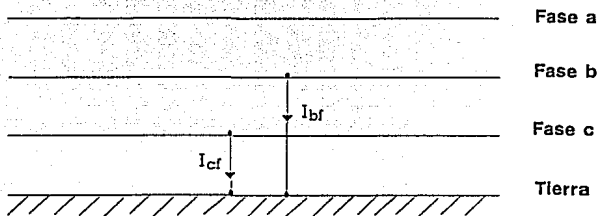


CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE LINEA A LINEA

Fig. 12

1.11 FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

La figura 13 es una representación de este tipo de falla.



ESQUEMA DE UNA FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

Fig. 13

De donde se deduce que:

$$I_{af} = 0$$

$$V_{bf} = V_{cf} = 0$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix}$$

Obteniendo:

$$0 = I_{0f} + I_{1f} + I_{2f} \quad \text{Ec. 11}$$

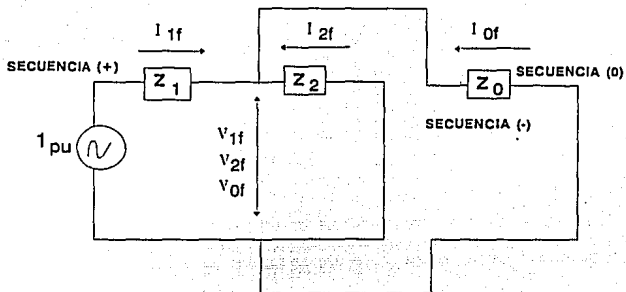
Aplicando componentes simétricas a los voltajes:

$$\begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{af} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Obteniendo:

$$V_{0f} = V_{1f} = V_{2f} = V_{af} / 3 \quad \text{Ec. 12}$$

Los circuitos equivalentes de las secuencias se deben conectar como se indica en la figura 14, para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 11 y 12.



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

Fig. 14

1.12 METODO DE LA NORMA ANSI/ IEEE 141 - 1986

En esta norma se plantean las recomendaciones prácticas que deben considerarse al hacerse un estudio de cortocircuito en un sistema industrial (aplicable también a los sistemas auxiliares de una central generadora por la similitud con un sistema industrial en cuanto a carga y voltajes).

Se requiere del análisis de tres redes que usualmente representan el sistema eléctrico en tres instantes distintos de tiempo. Es necesario entonces representar cada equipo del sistema por su impedancia que presenta en cada instante analizado o en cada red según la norma.

Como las máquinas eléctricas rotatorias son las únicas que cambian su valor de impedancia con el tiempo cuando se presenta un cortocircuito, especial cuidado hay que tener con la representación de dichas máquinas en cada una de las redes.

Otros factores importantes del método son el factor de asimetría de la falla, el cual depende básicamente de la relación X/R , la rapidez de la apertura de los contactos de los interruptores considerados y del uso de la corriente, el cual puede ser para seleccionar equipo o para determinar la sensibilidad de los dispositivos de protección.

A continuación se explican cada una de las redes:

1.12.1 Primera red

Los resultados calculados en esta red se usarán para verificar las capacidades momentáneas de equipos y dispositivos de protección. Esta corriente es la que circulará durante el primer ciclo de falla y la norma recomienda en las tablas 24 y 25 los valores de reactancia que deberán usarse para representar cada máquina rotatoria.

La corriente así calculada deberá multiplicarse por ciertos factores que dependen del uso posterior. Dichos factores se pueden resumir de la forma siguiente:

Si se va a seleccionar la capacidad momentánea de un fusible el factor vale 1.2, si el voltaje es menor a 15 KV y si la relación X/R es menor a 4 , el factor vale 1.55 para los demás casos.

Si lo que se va a seleccionar de la capacidad momentánea de interruptores, el factor vale 1.6 si el interruptor es de media o alta tensión.

Si el interruptor es de baja tensión deberá encontrarse dicho factor en función de la relación X/R (ver ejemplo)

Esta corriente es la que se utiliza para ajustar los disparos instantáneos de los dispositivos de protección que lo requiera.

1.12.2 Segunda red

Las corrientes calculadas en esta red deberán comprarse con las capacidades interruptivas de los interruptores de media y alta tensión. Esta corriente es la que circulará cuando los contactos del interruptor inician su apertura. La norma recomienda en las tablas 24 y 25 los valores de reactancia que deberán usarse para representar cada máquina rotatoria. El factor de multiplicación aquí empleado estará en función de la relación X/R , el tipo de interruptor usado (velocidad de apertura de contactos y año de fabricación) y la cercanía de los generadores al punto de falla.

1.12.3 Tercera red

La corriente calculada en esta red se usará para verificar la sensibilidad de los relevadores con retardo de tiempo (más de 6 ciclos) . Para el cálculo de esta

red se deberá considerar la condición de mínima carga y mínima generación, motivo por el cual no deberán considerarse los motores (ni síncronos ni de inducción) y los generadores deberán representarse por su reactancia transitoria ($X'd$).

1.12.4 Notas generales.

- La norma recomienda que se manejen diagramas separados de resistencias y reactancias para calcular las relaciones X/R y la impedancia equivalente al punto de falla.
- Para cálculos de fallas trifásicas balanceadas en niveles de media y alta tensión es permitido despreciar la resistencia en el cálculo de la impedancia.
- Al considerar la cercanía de los generadores al punto de falla es válido considerar factores remotos cuando existan dudas al respecto no se tenga toda la información necesaria.

1.13 EJEMPLO.

Siguiendo el procedimiento de la norma ANSI/IEEE 141-1986, se desean calcular fallas trifásicas balanceadas en los buses 1 y 2 del diagrama unifilar de la figura no. 15

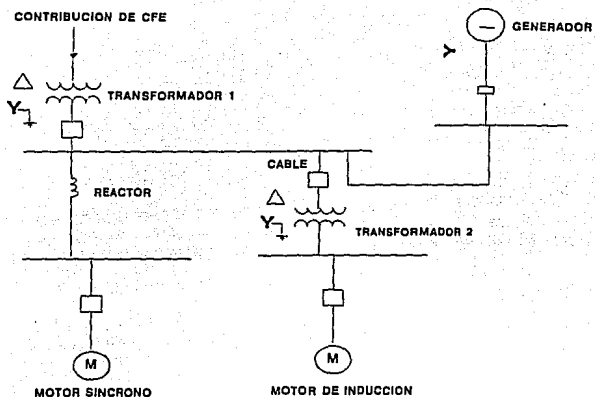


DIAGRAMA UNIFILAR DEL EJEMPLO
Fig. 15

- 1) Para las fallas trifásicas balanceadas se calcularán las corrientes de las tres redes indicadas en la norma.
- 2) Las impedancias de secuencia (+), (-) y (0) de cada uno de los elementos del sistema son iguales.
- 3) Se utilizarán interruptores de potencia de 5 ciclos con tiempo de apertura de contactos de 3 ciclos.
- 4) Se usarán factores remotos de multiplicación

Los datos del ejemplo son los siguientes:

GENERADOR	500 KW 625 KVA 4.16 KV FP = 0.80 $X''_d = 9\%$ $X'_d = 15\%$ $X/R = 20$
CONTRIBUCION DE CFE	1000 MVAcc 69 KV $X/R = 22$
MOTOR SICRONO	600 HP 4.16 KV FP = 1.0 EFIC = 0.93 1200 REV/MIN $X''_d = 0.15$ pu $X'_d = 0.23$ pu $X/R = 20$
MOTOR DE INDUCCION	100 HP 440 V FP = 0.80 EFIC = 0.93 $X''_d = 0.20$ pu $X'_d = 0.50$ pu $X/R = 8$
TRANSFORMADOR 1	3 MVA 69 - 4.16 KV $Z = 7\%$ (dato de placa) $X/R = 10$
TRANSFORMADOR 2	750 KVA 4160 - 440 V $Z = 5.5\%$ (dato de placa) $X/R = 7$

REACTOR

X = 6%
2160 KVA
X/R = 80

CABLE

1 cond/ fase de 3/0 AWG
Cobre
90 °C
Ducto no magnético
Círculo de 100 m
DMG = 2 pulgadas

Selección de cantidades base

10 MVA
69.0 KV
4.16 KV
440 V

Cálculo de impedancias en por unidad (pu)

• **GENERADOR**

primera y segunda red:

$$X''d \text{ pu} = 0.09 \text{ pu} \left(\frac{10 \text{ MVA}}{0.625 \text{ MVA}} \right) \\ = 1.44 \text{ pu}$$

$$R''d \text{ pu} = 1.44 \text{ pu}/20 \\ = 0.00720 \text{ pu}$$

tercera red:

$$X' d \text{ pu} = 0.15 \text{ pu} \left(\frac{10 \text{ MVA}}{0.625 \text{ MVA}} \right) \\ = 2.4 \text{ pu}$$

$$R' d \text{ pu} = 2.4 \text{ pu}/20 \\ = 0.12 \text{ pu}$$

- **CONTRIBUCION DE CFE**

las tres redes:

$$Z_{pu} = (10 \text{ MVA}/1000 \text{ MVA}) \\ = 0.010 \text{ pu}$$

$$R_{pu} = 0.010 \text{ pu} / \sqrt{1 + 22^2} \\ = 0.0005 \text{ pu}$$

$$X_{pu} = 0.0005 \text{ pu} \times 22 \\ = 0.01 \text{ pu}$$

- **MOTOR SÍNCRONO**

primera red:

$$X''_{pu} = 0.15 \text{ pu} \frac{10,000 \text{ KVA} \times 1 \times 0.93}{0.746 \times 600 \text{ HP}} \\ = 3.1166 \text{ pu}$$

$$R''_{pu} = 3.1166 \text{ pu}/20 \\ = 0.1588 \text{ pu}$$

segunda red:

$$X'_{pu} = 0.23 \text{ pu} \frac{10,000 \text{ KVA} \times 1 \times 0.93}{0.746 \times 600 \text{ HP}} \\ = 4.7788 \text{ pu}$$

$$R'_{pu} = 4.7788 \text{ pu}/20 \\ = 0.2389 \text{ pu}$$

- **MOTOR DE INDUCCION**

primera red:

$$X''_{pu} = 0.20 \text{ pu} \frac{10,000 \text{ KVA} \times 0.80 \times 0.93}{0.746 \times 100 \text{ HP}} \\ = 19.9464 \text{ pu}$$

$$R'_{pu} = 19.9464 \text{ pu}/8 \\ = 2.4933 \text{ pu}$$

segunda red:

$$X' \text{ pu} = 0.50 \text{ pu} \frac{10,000 \text{ KVA} \times 0.8 \times 0.93}{0.746 \times 100 \text{ HP}}$$
$$= 49.866 \text{ pu}$$

$$R' \text{ pu} = 49.866 \text{ pu}/8$$
$$= 6.2332 \text{ pu}$$

- **TRANSFORMADOR 1 (de 3 MVA)**

las tres redes:

$$Z \text{ pu} = 0.07 \text{ pu} (10 \text{ MVA}/3 \text{ MVA})$$
$$= 0.2333 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 0.2333 \text{ pu} / \sqrt{1 + 10^2}$$
$$= 0.0232 \text{ pu}$$

$$X \text{ pu} = 0.0232 \text{ pu} \times 10$$
$$= 0.2322 \text{ pu}$$

- **TRANSFORMADOR 2 (750 KVA)**

las tres redes:

$$Z \text{ pu} = 0.055 \text{ pu} (10 \text{ MVA}/0.75 \text{ MVA})$$
$$= 0.7333 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 0.7333 \text{ pu} / \sqrt{1 + 7^2}$$
$$= 0.1037 \text{ pu}$$

$$X \text{ pu} = 0.1037 \text{ pu} \times 7$$
$$= 0.7260 \text{ pu}$$

- **REACTOR**

las tres redes:

$$X \text{ pu} = 0.06 \text{ pu} (10,000 \text{ KVA}/2160 \text{ KVA})$$
$$= 0.2778 \text{ pu}$$

$$R_{pu} = 0.2778 \text{ pu} / 80 \\ = 0.0035 \text{ pu}$$

CABLE

las tres redes:

$$X_{pu} = ((0.0981 - 0.0412) \Omega / 304.8 \text{ m}) \times 100 \text{ m} \times (10 \text{ MVA} / 4.16 \text{ KV}^2) \\ = 0.0108 \text{ pu}$$

$$R_{pu} = ((0.0724) \Omega / 304.8 \text{ m}) \times 100 \text{ m} \times ((234.5 + 90) / (234.5 + 50)) \\ (10 \text{ MVA} / 4.16 \text{ KV}^2) \\ = 0.0157 \text{ pu}$$

A continuación se muestra los valores calculados en por unidad:

	PRIMERA RED	SEGUNDA RED
Req (F1)	0.0138	0.0152
Xeq (F1)	0.1763j	0.1855j
Req (F2)	0.1075	En bajo voltaje
Xeq (F2)	0.8300j	no se calcula esta red.

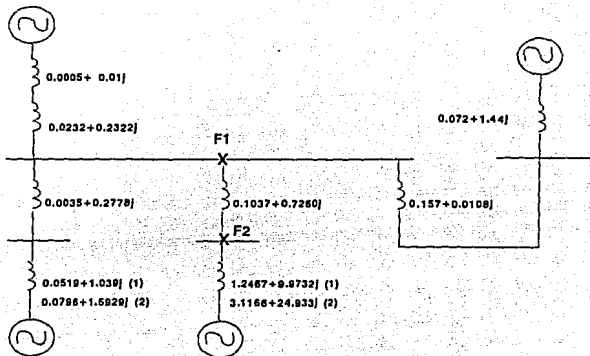


DIAGRAMA PARA PRIMERA (1) Y SEGUNDA (2) RED
Fig. 16

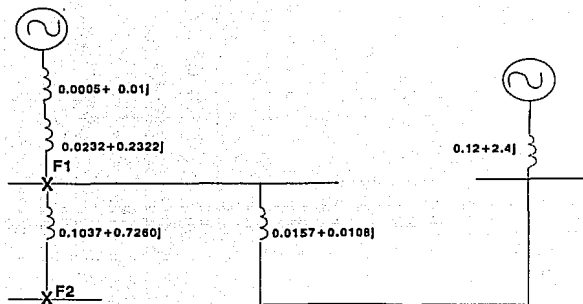


DIAGRAMA PARA TERCERA RED

Fig. 17

Tercera red

Req (F1)	0.0202
Xeq (F1)	0.2201j
Req (F2)	0.1239
Xeq (F2)	0.9461j

FALLA TRIFASICA BALANCEADA

Los equivalentes de Thevenin a los puntos de falla y los resultados de las corrientes de cortocircuito para cada red, se muestran a continuación:

Primera red:

$$I_{F1} = 1/0.1763 \times 10,000 \text{ KVA} / (\sqrt{3} \times 4.16 \text{ KV}) \times 1.6$$
$$= 12,595.45 \text{ A}$$

$$(X/R)_{F2} = 0.83 / 0.1075 = 7.72 \quad \text{factor} = 1.2$$

$$I_{F2} = 1/(\sqrt{0.1075^2 + 0.83^2}) (10,000 \text{ KVA} / (\sqrt{3} \times 0.44 \text{ KV})) \times 1.2$$
$$= 18,813.84 \text{ A}$$

Segunda red:

$$(X/R)_{F1} = 0.1885 / 0.0152 = 12.2 \quad \text{factor} = 1.0$$

$$I_{F1} = 1/0.1885 \times 10,000 \text{ KVA} / (\sqrt{3} \times 4.16 \text{ KV}) \times 1.0$$
$$= 7,481.73 \text{ A}$$

Tercera red:

$$I_{F1} = 1/0.2201 \times 10,000 \text{ KVA} / (\sqrt{3} \times 4.16 \text{ KV})$$
$$= 6,305.59 \text{ A}$$

$$I_{F2} = (1/(\sqrt{0.1239^2 + 0.9461^2})) (10,000 \text{ KVA} / (\sqrt{3} \times 0.44 \text{ KV}))$$
$$= 13,751.72 \text{ A}$$

Table N1.1
Typical Reactance Values for Induction and Synchronous
Machines, in Per-Unit of Machine kVA Ratings*

	X'_d	X''_d
Turbine generators†		
2 poles	0.09	0.15
4 poles	0.15	0.23
Salient-pole generators with damper windings†		
12 poles or less	0.16	0.33
14 poles or more	0.21	0.33
Synchronous motors		
8 poles	0.15	0.23
8-14 poles	0.20	0.30
16 poles or more	0.28	0.40
Synchronous condensers†	0.24	0.37
Synchronous converters†		
800 V direct current	0.20	—
250 V direct current	0.33	—
Individual large induction motors, usually above 600 V	0.17	—
Smaller motors, usually 600 V and below	See Tables 24 and 25 in text.	

NOTE: Approximate synchronous motor kVA bases can be found from motor horsepower ratings as follows:

0.8 power factor motor - kVA base = hp rating

1.0 power factor motor - kVA base = 0.8 · hp rating

* Use manufacturer's specified values if available.

† X'_d not normally used in short-circuit calculations.

Table N1.2
Representative Conductor Spacings
for Overhead Lines

Nominal System Voltage (volts)	Equivalent Spacing (inches)
120	12
240	12
480	18
600	18
2400	30
4160	30
6900	36
13 800	42
23 000	48
34 500	54
69 000	96
115 000	204

NOTE:

When the cross section indicates conductors are arranged at points of a triangle with spacings A, B, and C between pairs of conductors, the following formula may be used:

$$\text{equivalent delta spacing} = \sqrt{A \cdot B \cdot C}$$

When the conductors are located in one plane and the outside conductors are equally spaced at distance A from the middle conductor, the equivalent is 1.28 times the distance A:

$$\begin{aligned} \text{equivalent delta spacing} &= \sqrt{A \cdot A \cdot 2A} \\ &= 1.28 A \end{aligned}$$

Table N1.3
 Constants of Copper Conductors for 1 ft Symmetrical Spacing*

Size of Conductor (cm ²) (AWG No.)		Resistance <i>R</i> at 50 °C, 60 Hz (Ω/conductor/1000 ft)	Reactance <i>X_s</i> at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω/conductor/1000 ft)
1 000 000		0.0130	0.0758
900 000		0.0142	0.0769
800 000		0.0159	0.0782
750 000		0.0168	0.0790
700 000		0.0179	0.0800
600 000		0.0208	0.0818
500 000		0.0246	0.0839
450 000		0.0273	0.0854
400 000		0.0307	0.0867
350 000		0.0348	0.0883
300 000		0.0407	0.0902
250 000		0.0487	0.0922
211 500	4/0	0.0574	0.0953
187 800	3/0	0.0724	0.0981
133 100	2/0	0.0911	0.101
101 500	1/0	0.115	0.103
83 600	1	0.148	0.106
66 370	2	0.181	0.108
53 830	3	0.227	0.111
41 740	4	0.288	0.112
33 100	5	0.362	0.115
26 250	6	0.458	0.121
20 500	7	0.570	0.123
16 510	8	0.720	0.126

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_A + X_B)$$

* Use spacing factors of *X_s* (Tables N1.5 and N1.6 for other spacings).

Table N1.4
Constants of Aluminum Cable, Steel Reinforced (ACSR),
for 1 ft Symmetrical Spacing*

Size of Conductor (cmil)	Size of Conductor (AWG No)	Resistance R at 50 °C, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)	Reactance X_A at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)
1 590 000		0.0129	0.0679
1 431 000		0.0144	0.0692
1 272 000		0.0161	0.0704
1 192 500		0.0171	0.0712
1 113 000		0.0183	0.0719
954 000		0.0213	0.0738
795 000		0.0243	0.0744
715 500		0.0273	0.0756
636 000		0.0307	0.0768
556 500		0.0352	0.0786
477 000		0.0371	0.0802
397 500		0.0445	0.0824
336 400		0.0526	0.0843
286 800		0.0582	0.0845
	4/0	0.0836	0.1099
	3/0	0.1062	0.1175
	2/0	0.1336	0.1212
	1/0	0.1674	0.1242
	1	0.2128	0.1259
	2	0.2670	0.1215
	3	0.3370	0.1251
	4	0.4240	0.1240
	5	0.5340	0.1259
	6	0.6740	0.1273

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_A + X_B)$$

* Use spacing factors of X_B of Table N1.5 and N1.6 for other spacings.

Table N1.5
60 Hz Reactance Spacing Factor X_p , in Ohms per Conductor per 1000 ft

(feet)	Separation (inches)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	—	-0.0671	-0.0412	-0.0319	-0.0252	-0.0201	-0.0169	-0.0124	-0.0093	-0.0068	-0.0042	-0.0020
1	—	0.0018	0.0035	0.0051	0.0061	0.0080	0.0093	0.0106	0.0117	0.0129	0.0139	0.0149
2	0.0169	0.0169	0.0178	0.0186	0.0195	0.0203	0.0211	0.0218	0.0225	0.0232	0.0239	0.0246
3	0.0252	0.0259	0.0265	0.0271	0.0277	0.0282	0.0288	0.0293	0.0299	0.0304	0.0309	0.0314
4	0.0319	0.0323	0.0328	0.0333	0.0337	0.0341	0.0346	0.0350	0.0354	0.0358	0.0362	0.0366
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0381	0.0385	0.0388	0.0392	0.0395	0.0399	0.0402	0.0405	0.0409
6	0.0412	0.0415	0.0418	0.0421	0.0424	0.0427	0.0430	0.0433	0.0438	0.0439	0.0442	0.0445
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0455	0.0458	0.0460	0.0463	0.0466	0.0468	0.0471	0.0473	0.0476
8	0.0478											

Table N1.6
60 Hz Reactance Spacing Factor X_B , in Ohms per Conductor per 1000 ft

(Inches)	Separation (quarter inches)			
	0	1/4	2/4	3/4
0	—	—	-0.072 9	-0.063 6
1	-0.0571	-0.051 9	-0.047 7	-0.044 3
2	-0.0412	-0.038 4	-0.035 9	-0.033 9
3	-0.0316	-0.030 1	-0.028 2	-0.026 7
4	-0.0262	-0.023 8	-0.022 5	-0.021 2
5	-0.0201	-0.017 95	-0.017 95	-0.016 84
6	-0.0159	-0.014 94	-0.013 99	-0.013 23
7	-0.0124	-0.011 52	-0.010 78	-0.010 02
8	-0.0093	-0.008 52	-0.007 94	-0.007 19
9	-0.0066	-0.006 05	-0.005 29	-0.004 74
10	-0.0042	—	—	—
11	-0.0020	—	—	—
12	—	—	—	—

Table N1.7
60 Hz Reactance of Typical Three-Phase Cable Circuits, in Ohms per 1000 ft

Cable Size	System Voltage				
	600 V	2400 V	4160 V	6900 V	13 800 V
4 to 1					
3 single-conductor cables in magnetic duct	0.0520	0.0620	0.0618	—	—
1 three-conductor cable in magnetic duct	0.0381	0.0384	0.0384	0.0522	0.0526
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0310	0.0335	0.0336	0.0453	0.0457
1/0 to 4/0					
3 single-conductor cables in magnetic duct	0.0490	0.0550	0.0550	—	—
1 three-conductor cable in magnetic duct	0.0360	0.0346	0.0346	0.0448	0.0452
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0290	0.0300	0.0300	0.0386	0.0390
250-750 kcmil					
3 single-conductor cables in magnetic duct	0.0450	0.0500	0.0500	—	—
1 three-conductor cable in magnetic duct	0.0325	0.0310	0.0310	0.0378	0.0381
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0270	0.0275	0.0275	0.0332	0.0337

NOTE: These values may also be used for magnetic and nonmagnetic armored cables.

Table 24
Rotating-Machine Reactance (or Impedance) Multipliers

Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
All turbine generators, all hydrogenerators with amortisseur windings, all condensers	$1.0 X_d^*$	$1.0 X_d^*$
Hydrogenerators without amortisseur windings	$0.75 X_d^*$	$0.75 X_d^*$
All synchronous motors	$1.0 X_d^*$	$1.5 X_d^*$
Induction motors		
Above 1000 hp at 1800 r/min or less	$1.0 X_d^*$	$1.5 X_d^*$
Above 250 hp at 3600 r/min	$1.0 X_d^*$	$1.5 X_d^*$
All others, 60 hp and above	$1.2 X_d^*$	$3.0 X_d^*$
All smaller than 60 hp	Neglect	Neglect

From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2] and ANSI/IEEE C37.5-1979 [3].

Table 25
Combined Network Rotating Machine Reactance (or Impedance) Multipliers
(Changes to Table 24 for Comprehensive Multivoltage System Calculations)

Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
Induction Motors		
All others, 60 hp and above	$1.2 X_d^*$	$3.0 X_d^*$
All smaller than 60 hp	$1.67 X_d^*$	Neglect

- * or estimate the first-cycle network X_d^* = 10 per unit based on motor rating
- † or estimate the first-cycle network X_d^* = 10 per unit based on motor rating
- ‡ or estimate the interrupting network X_d^* = 150 per unit based on motor rating

CAPITULO 2. ESQUEMAS Y AJUSTE DE PROTECCIONES PARA GENERADORES.

2.1 INTRODUCCION.

Los generadores tienen características especiales que exigen esquemas de protección distintos a los empleados para otros equipos que forman el sistema eléctrico.

1. Una falla en un generador invariablemente es de carácter permanente, su reparación requiere tiempo y es costosa. En consecuencia se justifica emplear una protección lo más sensible y completa posible.
2. El margen de sobrecarga, o tolerancia para operar fuera de sus límites nominales, es menor en generadores que en otros equipos eléctricos.
3. La gran importancia de los generadores dentro del sistema eléctrico exige que la protección de respaldo sea seleccionada y ajustada con mucho cuidado para evitar disparos innecesarios.

Existen distintas condiciones anormales que se pueden presentar en un generador, algunas de las cuales son las siguientes:

- Fallas en devanados
- Sobrecargas
- Sobrecalentamiento en devanados y chumaceras
- Sobrevelocidad
- Pérdida de campo
- Motorización del generador
- Operación con corrientes desbalanceadas o monofásicas
- Pérdida de sincronismo
- Sobreexcitación
- Baja frecuencia

A continuación se indicarán los esquemas de protecciones habituales, a base de relevadores electromecánicos. Cabe hacer notar que existe poco aliciente para desarrollar protecciones estáticas para generadores en vista de que los relevadores electromecánicos disponibles son de alta velocidad y la ventaja en tiempo que se podría lograr sería poca. A la vez los esquemas de protección de generadores no requieren de lógicas muy elaboradas de operación, que se pueden lograr más fácilmente con equipo transistorizado.

2.2 PROTECCION DIFERENCIAL 87G

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

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

La figura 1 muestra los circuitos de un relevador diferencial básico, aplicado a una sola fase.

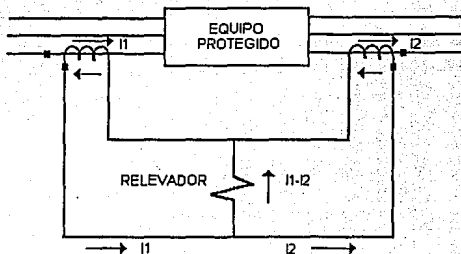


FIG. 1 PROTECCION DIFERENCIAL CON RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE

Este circuito nos muestra que durante la operación normal o durante una falla externa, es decir, fuera de los transformadores de corriente, la corriente I_1 que entra al generador es igual a la corriente I_2 que sale del mismo. Esto para cada una de las fases, sin considerar pérdidas internas y suponiendo una perfecta transformación. Por lo tanto, la corriente en el relevador $I_1 - I_2$ es muy pequeña y el relevador puede ser ajustado arriba del valor máximo durante operación normal del generador para evitar que opere el relevador. Cuando ocurre una

falla entre los transformadores de corriente, I1 aumenta bruscamente, mientras que I2 puede disminuir o aumentar. En cualquier caso, la corriente de falla fluye ahora a través del relevador para operarlo.

El inconveniente práctico de utilizar únicamente una bobina como relevador de sobrecorriente conectado diferencialmente consiste en que tendería a operar con cualquier corriente de desbalance que podría ser causada por diferencias de precisión o de saturación de los transformadores de corriente ya que es muy difícil encontrar un par perfectamente idéntico. Esta diferencia también podría ser originada por variaciones durante la manufactura y diferencias en la carga secundaria, originadas por ejemplo, por longitudes diferentes de cable y diferentes cargas (burdens) de instrumentos y/o relevadores conectados en los mismos circuitos secundarios. En consecuencia habría que usar ajustes de arranque relativamente altos para evitar disparos indebidos durante fallas externas, perdiéndose la sensibilidad inherente al esquema básico.

Este inconveniente se elimina, sin sacrificar la sensibilidad, usando el relevador diferencial de porcentaje que se muestra en la figura 2.

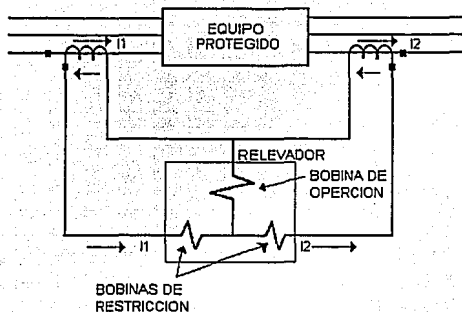


FIG.2 PROTECCION DIFERENCIAL CON RELEVADOR DE PORCENTAJE

Este relevador tiene dos bobinas de restricción y una de operación. Al circular corriente a través de las bobinas de restricción se produce un par que tiende a abrir los contactos, en oposición al par producido por la corriente que circula por la bobina de operación, que tiende a cerrar contactos.

En un relevador diferencial de porcentaje fijo, la cantidad de corriente diferencial o de operación requerida para vencer el par de restricción y cerrar los contactos del relevador, es un porcentaje fijo (constante) de la corriente de restricción. La característica de operación de este relevador se muestra en la figura 3; por ejemplo, con un relevador diferencial de porcentaje fijo de 10%, el relevador disparará si la corriente de operación es igual o mayor al 10% de la corriente de restricción. Con un relevador de porcentaje variable, la corriente de operación requerida para actuar el relevador es un porcentaje variable de la corriente de

restricción, con un porcentaje mayor a altos niveles de corriente de falla; la característica de operación de este relevador se muestra en la figura 4.

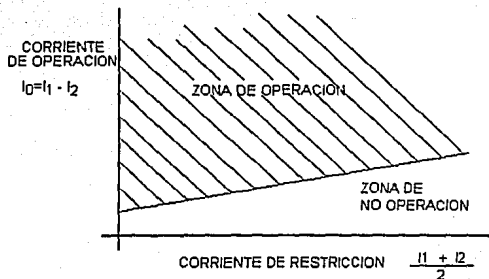


FIG. 3 CARACTERISTICAS TIPICAS DE OPERACION DE UN RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE FIJO

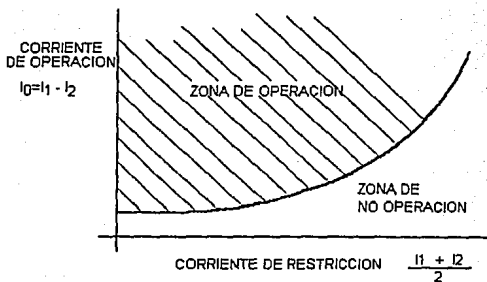


FIG. 4 CARACTERISTICAS TIPICAS DE OPERACION DE UN RELEVADOR DIFERENCIAL DE PORCENTAJE VARIABLE

Habitualmente estos relevadores son monofásicos, por lo que se requieren 3 relevadores (uno por cada fase) para protección de un generador.

Normalmente los relevadores diferenciales para generadores se fabrican con dos valores de porcentaje: 10% y 25%; este valor representa la corriente de desbalance mínima necesaria para operar el relevador, expresada en porcentaje de la menor de las corrientes de operación, o de su promedio, dependiendo del fabricante en particular. Es recomendable utilizar relevadores de 10% para obtener la mejor sensibilidad.

Los relevadores diferenciales de generadores normalmente tienen una corriente de arranque del orden de 0.2 Amp. operando con una bobina de restricción y la bobina de operación en serie.

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

La mayoría de los generadores tienen devanados conectados en estrella; en estos casos, la protección contra fallas en fase o a tierra es proporcionada por tres relevadores diferenciales como los mostrados en la figura 2, conectados a TC's con conexión estrella.

Para generadores conectados en delta, la protección diferencial se obtiene con un esquema como el mostrado en la figura 5.

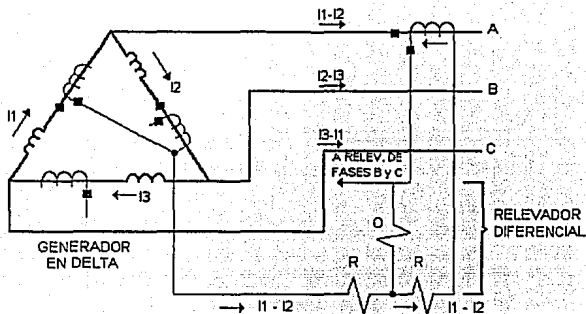


FIG. 5 PROTECCION DIFERENCIAL PARA GENERADORES CONECTADOS EN DELTA

Los contactos de los relevadores diferenciales de las tres fases se conectan en paralelo para disparar un relevador auxiliar de contactos múltiples de reposición manual (86G). Este relevador auxiliar a su vez tiene los contactos que se emplean para las funciones siguientes:

Tipo	FUNCION	Observación
a	Disparo Interruptor Generador (52G)	
b	Bloqueo Cierre Int. Generador (52G)	
a	Disparo Interruptor Campo (41G)	
b	Bloqueo Cierre Int. Campo (41G)	
a	Disparo Válvula de Paro (65)	Plantas termoeléctricas
b	Disparo Válvula de Paro (65SD)	Plantas hidroeléctricas
a	Disparo Interruptor de Auxiliares (52A)	
b	Bloqueo Cierre Int. de Auxiliares (52A)	
a	Alarma "Disparo Protección Generador"	

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

2.3 PROTECCION CONTRA FALLA A TIERRA EN ESTATOR DEL GENERADOR (64)

La protección contra fallas a tierra en el estator del generador trabaja sobre la base de detección de voltaje en el neutro de un sistema que opera con neutro aislado o aterrizado a través de una impedancia alta. En consecuencia esta protección detecta fallas monofásicas a tierra tanto en la mayor parte del devanado del generador como en todas las conexiones a voltaje de generación:

bus, devanados del transformador de potencia y devanados del transformador de auxiliares, etc.

Esta protección se aplica básicamente a generadores conectados en esquema unitario, o sea conectados directamente a un transformador elevador, en los que el sistema a voltaje de generación se compone exclusivamente de equipo instalado dentro de la misma planta y no dotado de interruptores para su separación.

En el caso de generadores que alimentan directamente sistemas de distribución se emplea la puesta a tierra del neutro a través de un reactor de reactancia baja y la protección contra fallas a tierra del estator es proporcionada por los relevadores diferenciales (87G) respaldados por un relevador de sobrecorriente en el neutro (51N), que a la vez respalda la protección de tierra de las líneas de distribución.

Como ya se indicó, la protección contra fallas a tierra en el estator del generador basa su operación en la detección de voltaje en el neutro del propio generador. El voltaje en ese punto en condiciones normales es cero, excepto la componente de tercera armónica, que puede ser apreciable pero es fácilmente eliminable por medio de un filtro contenido dentro del propio relevador.

El voltaje en el neutro del generador será tanto más alto cuanto más alejada del neutro se encuentre la falla. Inversamente, una falla a tierra en el propio neutro no podrá ser detectada por no producir voltaje; pero ese es el punto menos expuesto a falla por no estar sujeto a voltaje en operación normal. El relevador

habitualmente empleado tiene sensibilidad suficiente para cubrir del 90 a 95% del devanado del generador.

La conexión más común del esquema es la que se muestra en la figura 6.

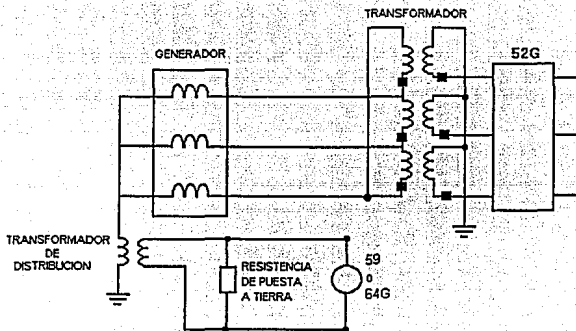


FIG. 6 PROTECCION DE FALLA A TIERRA EN ESTATOR DE UN GENERADOR ATERRIZADO CON RESISTENCIA

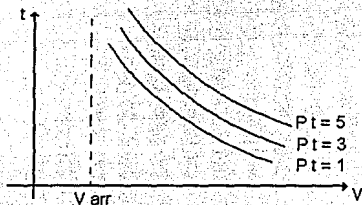
Este sistema ofrece la ventaja de que la resistencia puede ser considerablemente menor que si fuera conectada al primario; el voltaje nominal del secundario normalmente es 120 ó 240 volts. El relevador de sobrevoltaje (59) mostrado debe tener un bajo valor de "pick up". Este esquema es muy sensible a fallas ligeras a tierra en el estator.

El relevador de sobrevoltaje que se emplea para la protección contra fallas a tierra en el estator debe tener dos características:

1. Filtro de tercera armónica. Generalmente consiste en un capacitor en serie con la bobina del relevador, que reduce su sensibilidad a la tercera armónica.
2. Rango bajo. Normalmente de 5 a 20 volts para energizarse.

Es habitual usar relevador con mecanismo de disco de inducción para esta aplicación, en vista de que no se requiere alta velocidad para librar este tipo de falla, que es de baja corriente.

La característica voltaje-tiempo de este relevador es la siguiente:



El voltaje de arranque se ajusta por medio del "tap" de la bobina de operación; el tiempo con la "palanca de tiempo", o sea variando el ángulo de recorrido del disco hasta cerrar contactos.

Ajustes.

a. Tap.

El tap de la bobina se ajusta al valor requerido para la sensibilidad deseada. Generalmente se usa un ajuste bajo, tratando de cubrir la mayor parte posible del devanado del generador.

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

$$V_{\max} = \frac{240}{\sqrt{3}} = 138.6 \text{ volts, en el secundario.}$$

$$V_{\text{tap}} = 0.05 V_{\max} = 6.93 \text{ volts.}$$

Se usará el tap más próximo: 5 ó 7 volts.

b. Palanca de Tiempo.

La palanca de tiempo admite un ajuste relativamente alto en vista de que la falla a tierra no causa destrucción de laminación por ser corriente baja.

Por otra parte se desea un tiempo largo para evitar operaciones equivocadas para fallas exteriores, en las cuales puede reflejarse un voltaje a través del transformador de unidad por efecto capacitivo o inductivo, que pudiera energizar a esta protección.

Como este voltaje no puede ser calculado con los datos disponibles normalmente y no se desea sacrificar sensibilidad de esta protección, se da un ajuste de tiempo largo para tener certeza que la falla exterior ya se haya librado.

Un ajuste normal de esta protección es fijar un tiempo del orden de 2 segundos para la falla que da el voltaje máximo (138.6 volts), resultando con un tiempo mayor para todas las demás fallas.

La protección contra fallas a tierra en el estator puede ser usada para disparar o bien para únicamente dar alarma, en cuyo caso corresponde al operador parar la unidad en su oportunidad.

2.4 PROTECCION DE RESPALDO CONTRA FALLAS EXTERNAS (51V 6 21)

La protección de respaldo de fase de generadores principalmente detecta fallas entre fases y trifásicas exteriores a la unidad y dispara con demora en caso de que esas fallas no hayan sido libradas a tiempo por interruptores más próximos.

Adicionalmente la protección de respaldo de fase puede detectar fallas dentro de la unidad, respaldando por tanto a las protecciones diferenciales de generador y de transformador.

Es también posible que la protección de respaldo de fase vea algunas fallas a tierra en el sistema de alta tensión, en vista de que a través del transformador elevador se reflejan como fallas entre fases.

Existen tres tipos de relevadores distintos que se utilizan para esta protección, los cuales se diferencian por su principio de operación.

Se recomienda utilizar relevadores que basan su operación en sobrecorriente para respaldar líneas protegidas con relevadores de sobrecorriente y direccionales de sobrecorriente; y usar relevadores de distancia para dar respaldo a líneas equipadas con protección de distancia.

Relevadores de Sobrecorriente con Control de Voltaje (51V).

Estos relevadores son una modificación de los relevadores de sobrecorriente habituales. Contienen dentro de la misma caja un elemento detector de voltaje de operación instantánea. Este detector permite la operación del elemento de sobrecorriente únicamente cuando el voltaje es apreciablemente más bajo que el normal. El elemento de voltaje sirve para distinguir entre una sobrecarga y una falla.

No pueden emplearse relevadores de sobrecorriente comunes en vista de que la protección de respaldo tiene un ajuste de tiempo relativamente largo, y en ese tiempo la reactancia del generador ya llega a ser la reactancia síncrona. Esta reactancia generalmente tiene un valor mayor que 100%, o sea que produce una corriente de corto circuito menor que la corriente nominal si no se toma en cuenta la acción del regulador de voltaje, la cual es difícil de evaluar numéricamente.

El relevador de sobrecorriente con control por bajo voltaje permite usar un ajuste de arranque del elemento de sobrecorriente abajo de la corriente nominal, asegurándose que operará siempre en caso de falla; pero no disparará bajo condiciones de carga, mientras el voltaje sea normal.

Ajustes.

a. Tap.

El tap se ajusta a un valor de 50 - 70% de la corriente de falla trifásica permanente en las terminales del generador, calculada con la reactancia síncrona.

b. Palanca de Tiempo.

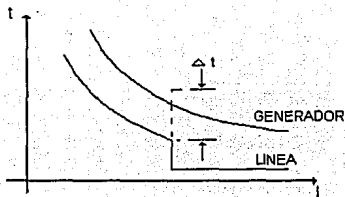
Debe calcularse la corriente de falla trifásica en el generador que apenas hace operar al elemento instantáneo de la línea con ajuste más alto. Este cálculo se efectúa con reactancia transitoria en el generador. Para esa corriente se ajusta la palanca de tiempo para que dé:

$$t = T_{ET} + \Delta t$$

donde: T_{ET} : tiempo de operación del elemento de tiempo inverso de la protección de línea, para la corriente de arranque del elemento instantáneo.

Δt : margen de coordinación (0.3 - 0.5 seg.).

La coordinación se verá así:



c. Elemento de Voltaje.

Normalmente se da un ajuste del orden de 80% del voltaje nominal. También es posible calcularlo, definiendo cual es la falla más alejada que se quiere detectar, luego calculando el voltaje en el generador que se obtiene para esa falla. Habitualmente se usa reactancia transitoria para ese cálculo.

Relevadores de Sobrecorriente con Restricción de Voltaje (51V).

Estos relevadores son híbridos entre elementos de sobrecorriente y de distancia, su característica de sobrecorriente es afectada por la magnitud del voltaje.

La teoría de su diseño es que se pueden ajustar para que den protección contra sobrecarga y también contra corto circuitos, tomando en cuenta la reducción de la corriente de falla cuando la reactancia pasa a su valor síncrono por medio de una reducción de su corriente de arranque en función del voltaje. A voltaje pleno el disco de inducción empieza a girar para corrientes mayores a la nominal, a voltaje bajo opera con corrientes menores a la nominal.

Ajustes.

a. Tap.

El tap se trata de ajustar a 1.1 - 1.3 veces la corriente nominal del generador; pero en la mayoría de los casos queda a un valor considerablemente mayor, debido a condiciones de coordinación.

b. Palanca de Tiempo.

Debe calcularse la corriente y el voltaje en el generador para una falla trifásica que apenas hace operar al elemento instantáneo de la línea con ajuste más alto, empleando reactancia transitoria en el generador. Para esas condiciones se busca el valor de palanca que dé un tiempo:

$$t = T_{ET} + \Delta t$$

Después debe calcularse la corriente y el voltaje en el generador para una falla trifásica cerca de la barra a la cual conecta el interruptor del generador. Se verifica que tiempo se obtiene para esas condiciones, debe ser $t \geq 0.1$ seg. + Δt , suponiendo que las protecciones de líneas operan instantáneamente para esa falla. Si el tiempo obtenido es demasiado corto, debe reajustarse la palanca de tiempo para dar coordinación en esta condición.

Relevadores de Distancia (21).

Estos relevadores utilizan la corriente y el voltaje del generador para medir la impedancia entre el generador y la falla, que es proporcional a la distancia eléctrica hasta el corto circuito.

La operación de los relevadores de distancia es independiente de la impedancia que existe atrás de ellos, o sea que no son afectados por el cambio de reactancia del generador de su valor transitorio hasta el sincrónico.

Ajustes.

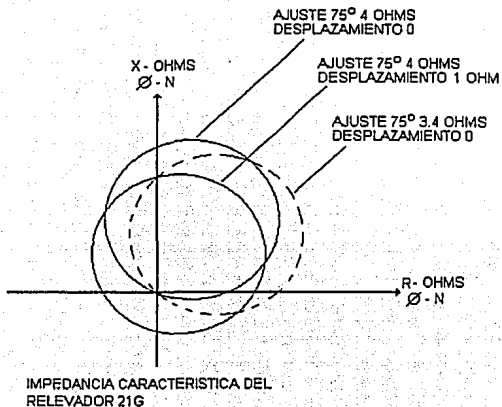
a. Alcance.

El elemento de distancia se ajusta para alcanzar a detectar holgadamente fallas en el bus de alta tensión, pero sin exceder el límite de la primera zona de protección de distancia de la línea más corta.

b. Tiempo.

Si es de un paso: $t = 0.1 \text{ seg.} + \Delta t$, para dar coordinación con la primera zona de todas las líneas.

Si es de dos pasos, el primer paso se ajusta igual, y el segundo deberá disparar Δt después.



La conexión para los relevadores de sobrecorriente con control por bajo voltaje es la misma que para los relevadores de sobrecorriente con restricción de voltaje, conexión con 30° de defasaje entre corriente y voltaje. En ambos casos se requiere un elemento detector por fase.

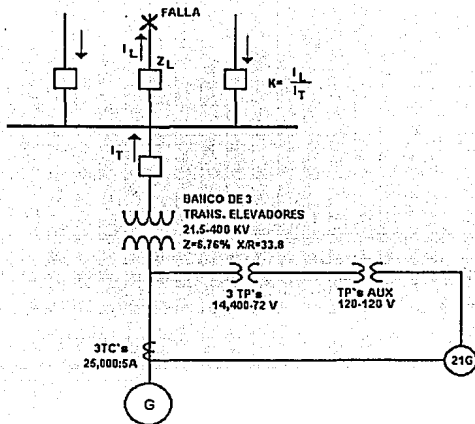


DIAGRAMA UNIFILAR DE UN GENERADOR
CON PROTECCION DE RESPALDO DEL
TIPO ANSI 21.

La protección de respaldo con relevadores de distancia generalmente se emplea en unidades de tamaño mayor y que están conectadas en esquema unitario. En este caso se toma en cuenta que las corrientes del generador ya son corrientes delta en relación con el lado de alta tensión. Entonces se hace necesario obtener los voltajes delta respectivos, referidos a alta tensión, para una medición correcta de distancia en alta tensión. Es decir, se requiere un juego de transformadores de potencial auxiliares en conexión delta - estrella.

Por tratarse de una protección de respaldo, los relevadores 51V ó 21 deben disparar únicamente al interruptor de unidad (52G), dejando a la unidad en

disponibilidad para ser resincronizada tan pronto como se haya librado la falla exterior que causó el disparo.

Cuando se usan relevadores de distancia pueden emplearse relevadores auxiliares de tiempo de dos pasos, en cuyo caso se supone que el segundo paso operará únicamente si falla el interruptor de unidad o alguna protección propia del generador. El segundo paso de tiempo se conecta para disparar un relevador auxiliar de reposición manual (86G u 86T), que desconecta la unidad y la para totalmente.

Como tanto los relevadores 51V como los 21 tienden a disparar por falta de voltaje, el disparo de la protección de respaldo de fase debe bloquearse con el relevador 60, que detecta fusibles fundidos en el circuito de potencial.

2.5 PROTECCION DE POTENCIA INVERSA (32G).

La protección de potencia inversa detecta que el generador recibe potencia del sistema y dispara después de una demora de tiempo. El generador recibe potencia del sistema cuando su motor o turbina ya no le entrega potencia, y empieza a absorber la necesaria para mantener al generador en sincronismo, venciendo las pérdidas de generador y motor.

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

- Falla en el propio motor o turbina.
- Falla de la caldera en caso de turbinas de vapor.
- Problema de operación en el sistema eléctrico (subdivisión desequilibrada del sistema, etc.).

La motorización del generador es un fenómeno tolerable por tiempo corto si no es a consecuencia de falla mecánica de motor o turbina. Si se mantiene por un tiempo excesivo causa calentamiento en partes de la turbina.

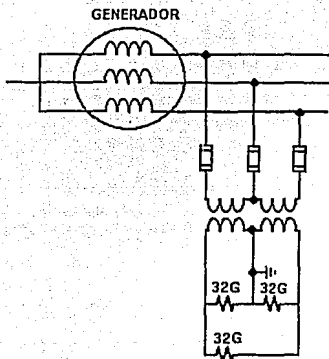
En caso de que la motorización del generador se deba a falla en el motor o turbina, o falla en la caldera, la protección de potencia inversa tiene función de protección de respaldo a las protecciones de ese equipo que deben haber disparado al generador.

El relevador de potencia inversa empleado en generadores movidos por turbinas de vapor es trifásico, tipo copa de inducción, de alta sensibilidad y equipado con un elemento auxiliar de tiempo.

Para generadores movidos por turbinas hidráulicas, turbinas de gas o motores de combustión interna se pueden utilizar relevadores monofásicos del tipo de disco de inducción, que tienen demora inherente de tiempo inverso.

La diferencia se debe a que las turbinas de vapor tienen pérdidas mecánicas muy bajas, del orden de 1% de su potencia nominal. Para los demás tipos de motores la potencia para motorizar es mayor de 10% de su potencia nominal.

El relevador de potencia inversa trifásico tiene las conexiones siguientes:



El relevador trifásico empleado para generadores movidos por turbinas de vapor tiene característica de tiempo constante, mientras que los relevadores monofásicos son de tiempo inverso.

Los relevadores monofásico generalmente tienen taps, que permiten ajustar su potencia de arranque, mientras que los trifásicos tienen arranque fijo en 2 Watts ó 5 Watts según el modelo.

Ajustes.

a. Arranque.

Se recomienda ajustar el tap, en caso de que el relevador lo tenga, a 50% de la potencia mínima de motorización estimada del motor o turbina.

b. Tiempo.

Para turbinas de vapor se recomienda un tiempo del orden de 5 segundos.

En el caso de emplearse relevadores monofásicos, de tiempo inverso, se sugieren tiempos de 2 a 10 segundos para la potencia de motorización estimada.

La protección de potencia inversa debe disparar un relevador auxiliar de reposición manual, el cual a su vez disparará:

Interruptor de Generador (52G).

Interruptor de Auxiliares (52A).

Interruptor de Campo (41).

Válvula de Paro de Turbina o Motor (65SD).

Válvula de Corte de Combustible a la Caldera, en su caso.

Alarma "Falla de Turbina".

Se recomienda emplear un relevador auxiliar por separado para esta protección y todas las demás que operan a consecuencia de fallas en la turbina o motor. Este relevador se designa como 86M.

2.6 PROTECCION CONTRA TIERRA EN EL CAMPO (64F).

Una conexión a tierra en el campo de una máquina síncrona debe ser detectada de inmediato porque la eventual aparición de una segunda tierra cortocircuita parte del devanado de campo; el desbalance resultante y la vibración que produce pueden dañar la máquina.

El diagrama de un relevador típico para detección de falla a tierra en el campo se muestra en la figura 11.

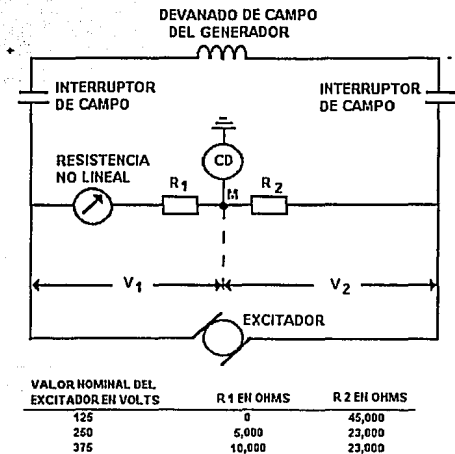


FIG. 11 RELEVADOR DE FALLA A TIERRA EN EL CAMPO

El relevador utiliza un divisor de voltaje con dos resistencias R_1 y R_2 , y un resistor no lineal, cuya resistencia varía con el voltaje aplicado. Si aparece una falla a tierra en el campo, se presenta un voltaje entre el punto M y tierra, cuyo valor dependerá del voltaje del excitador y de la localización del punto donde el campo está conectado a tierra; este voltaje será máximo si el campo es aterrizado en cualquiera de los extremos del devanado.

Existe un punto en el devanado de campo que no hará aparecer ningún voltaje entre M y tierra; si la resistencia entre M y el lado positivo del excitador es igual a la resistencia entre M y el lado negativo, dicho punto se localiza en el centro del devanado de campo. El objetivo del resistor no lineal es variar la localización de dicho punto, a medida que varía el voltaje del excitador, de tal forma que una tierra podrá ser detectada en cualquier punto del devanado de campo.

El elemento de operación del relevador es un instrumento de C.D. tipo D'Arsonval, con un valor de plena escala de 0.75 mA y con un contacto ajustable localizado a ambos lados del cero; la sensibilidad de este relevador es tal, que, con un ajuste del contacto de ± 0.15 mA y un voltaje nominal de excitador de 125 volts, pueden detectarse fallas a tierra cuya resistencia alcanza 333,000 ohms.

Cuando el sistema de excitación es del tipo "sin escobillas" (brushless) es necesario proveer anillos rozantes y escobillas exclusivos para hacer contacto continuo; se emplea un solenoide que aplica momentáneamente las escobillas sobre los anillos, probándose periódicamente el campo en cuanto a fallas a tierra.

Ajustes.

Los relevadores de protección contra falla a tierra en el campo no tienen ajustes y sus conexiones de control habitualmente se conectan para dar alarmas exclusivamente.

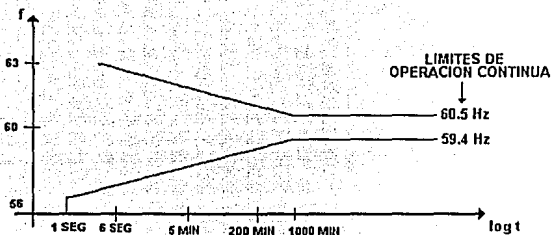
2.7 PROTECCION DE BAJA FRECUENCIA (81G).

La protección de baja frecuencia se emplea en turbogeneradores de gran capacidad en vista de que las aspas grandes en las partes de baja presión de la turbina presentan problemas de vibración a velocidad baja. Estas aspas ó álabes son de diseño muy crítico, se calculan de manera de que sus frecuencias naturales de vibración no coincidan ni tengan armónicas que coincidan con la frecuencia de vibración de la velocidad nominal de la turbina. Este equilibrio es tan fino, que a velocidades ligeramente distintas a la nominal sí puede haber frecuencias naturales de vibración o sus armónicas, debiendo evitarse que la turbina opere bajo carga en esas condiciones.

La operación a baja frecuencia se debe generalmente a sobrecarga del sistema. Puede también presentarse transitoriamente cuando se subdivide el sistema eléctrico.

Como criterio de medición de la velocidad de la turbina se utiliza la frecuencia, la cual es proporcional a la velocidad angular y además indica que el generador está excitado.

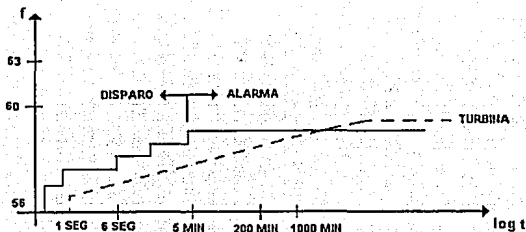
Aquí, en esta gráfica se muestran los límites de operación bajo carga de un turbina específica.



Aún no existe un relevador especial para esta aplicación, cuya característica se adapte totalmente a la curva de frecuencia límite de operación de la turbina.

Ante esta situación, es común usar varios relevadores instantáneos de frecuencia y hacerlos disparar por medio de relevadores auxiliares de tiempo. Se recomiendan entre 3 y 5 pasos de frecuencia y de tiempo.

En la misma gráfica "frecuencia-tiempo", la característica de disparo resultante es la siguiente:



El relevador de baja frecuencia de tiempo inverso no es adecuado para esta aplicación, pues debe ajustarse aproximadamente a 58.5 Hz; deja las frecuencias mayores sin proteger, y a frecuencias bajas es demasiado lento; además, comunmente cruza la característica de la turbina en dos puntos.

Los contactos de los relevadores auxiliares de tiempo correspondientes a los valores de frecuencia de 58.5 Hz e inferiores se conectan para disparar exclusivamente el interruptor de la unidad; la unidad quedará girando y excitada, dando servicio a sus auxiliares y disponible para ser resincronizada tan pronto como las condiciones del sistema lo permitan.

El elemento ajustado a 59 Hz generalmente se conecta para dar alarma únicamente. El ajuste de tiempo que tiene es relativamente largo, pues la turbina puede operar entre 58.5 y 59 Hz un tiempo considerable, dando así oportunidad al operador para efectuar maniobras correctivas.

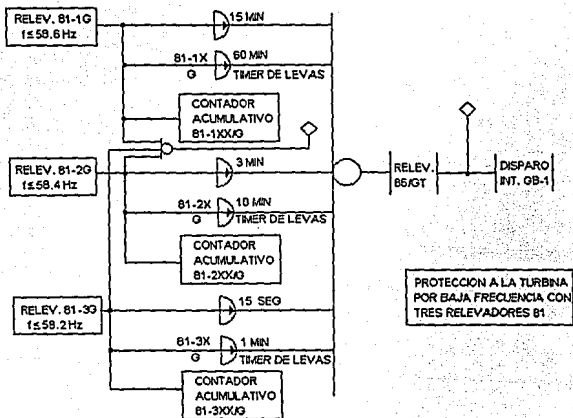
Ajustes.

El ajuste de los pasos de frecuencia y tiempo se hace considerando la curva de la turbina como indicación de 100% de pérdida de vida. Luego sobre la misma

gráfica se trazan los puntos que corresponden al porcentaje de pérdida de vida que se desea usar como margen de seguridad, generalmente 5, 10 ó 20%.

La gráfica anterior de las características de las frecuencias seleccionadas para el número de pasos previstos determinan los tiempos respectivos para quedar siempre arriba de la característica deseada. Generalmente el paso de 57 Hz da disparo instantáneo.

Los contactos de los relevadores auxiliares de tiempo correspondientes a los pasos de frecuencia de 58.5 Hz hacia abajo se conectan para disparar exclusivamente al interruptor de la unidad (52G). La unidad quedará girando y excitada, dando servicio a sus auxiliares, disponible para ser resincronizada tan pronto como las condiciones del sistema lo permitan.



2.8 PROTECCION CONTRA SOBREENCITACION (24).

La protección contra sobreexcitación propiamente es protección del transformador elevador del generador, detecta sobrevoltajes en el generador mientras éste gira a velocidad menor a la nominal.

Un sobrevoltaje a frecuencia baja causa una corriente de excitación muy alta en los transformadores conectados al generador, pudiendo dañarse por calentamiento excesivo en tiempos relativamente cortos.

El voltaje generado en un generador es dado por: $E = 4.44 F N B A \times 10^{-8}$ donde f es la frecuencia en hertz, N el número de vueltas, B la densidad de flujo magnético y A el área transversal del circuito magnético. Siendo constantes N y A , la ecuación puede ser cambiada a:

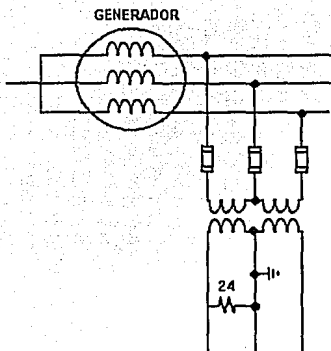
$$\frac{E}{f} = \text{constante} \times B$$

El significado de la ecuación anterior es que la densidad de flujo magnético es proporcional a la relación $\frac{E}{f}$, o sea "volts/hertz"; así, esta última relación puede ser correctamente tomada como una indicación precisa del valor de excitación en el circuito magnético; por lo tanto, un valor anormalmente alto de $\frac{E}{f}$ indica necesariamente un valor anormalmente alto de la densidad de flujo en el circuito magnético, o sea, sobreexcitación.

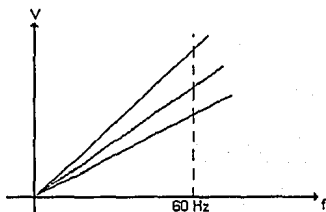
Se utiliza un relevador para detectar sobrevoltaje a baja frecuencia, el cual es transistorizado y tiene una característica de respuesta constante a la relación de voltaje entre frecuencia.

$$\frac{V}{f} = K.$$

Es suficiente con medir el voltaje y la frecuencia entre dos fases del generador para determinar si está sobreexcitado a baja frecuencia. Por lo tanto, el relevador es monofásico.



El relevador de sobreexcitación, también conocido como "volts por hertz", tiene una característica de operación que se representa así:



La pendiente se puede variar con el ajuste de un potenciómetro que interviene dentro del circuito transistorizado. El elemento detector es inherentemente instantáneo que opera sobre un relevador auxiliar de tiempo, y proporciona la demora necesaria antes de disparar.

Para unidades de gran capacidad se recomienda emplear dos relevadores de sobreexcitación, con ajustes distintos para detectar sobreexcitación de magnitudes diferentes y responder más rápidamente en los casos más graves.

Para la pendiente del primer paso, el ajuste recomendado es:

$$\frac{V}{f} = \frac{1.05 \times \text{voltaje máximo de operación}}{60 \text{ Hz}}$$

Los generadores normales pueden resistir esta sobreexcitación por algunos minutos; en consecuencia, se sugiere un ajuste del orden de 40 - 60 segundos.

Para la pendiente del segundo paso, el ajuste recomendado es:

$$\frac{V}{f} = \frac{1.12 \times \text{voltaje máximo de operación}}{60 \text{ Hz}}$$

El ajuste de tiempo puede ser de orden de 10 - 30 segundos. Debe siempre tratarse de obtener información del fabricante para el generador específico, con objeto de definir los ajustes de pendiente y de tiempo con base en su capacidad particular para soportar las diversas condiciones de sobreexcitación.

Los contactos de disparo del relevador de protección contra sobreexcitación se conectan habitualmente a un relevador auxiliar de reposición automática (59TX) que a su vez dispara a:

- Interruptor de Campo (41G)
- Interruptor de Generador (52G)
- Interruptor de Auxiliares (52A)

No se requiere parar la unidad cuando actúa esta protección.

Por otra parte, el mismo relevador suele tener contactos actuados instantáneamente por los propios elementos detectores, que se usan normalmente para producir una alarma.

Anteriormente se acostumbraba bloquear la operación del relevador de "volts/hertz" por medio de un contacto "b" del interruptor 52G, para dejarlo operar únicamente con la unidad desconectada del sistema. La práctica más reciente es dejar en servicio este relevador todo el tiempo, quedando como protección de sobrevoltaje a 60 Hz.

2.9 PROTECCION DE VOLTAJE BALANCEADO (60).

A menos que se tomen medidas especiales, la pérdida del fusible de un transformador de potencial puede ocasionar que ciertos relevadores disparen los interruptores del generador. Dichos relevadores son aquellos que emplean la tensión de restricción, tales como los de voltaje controlado o del tipo de distancia utilizados para la protección de la pérdida de la excitación o de respaldo de falla externa.

No es necesariamente una pérdida completa de la tensión la que origina dichos disparos indeseados; en una tensión de alimentación trifásica que consiste de dos otros transformadores de potencia, la pérdida de un fusible puede cambiar la magnitud y relaciones de fase de ciertas tensiones secundarias por mecanismo del efecto potenciométrico de otros dispositivos conectados a los

transformadores de potencial. Tal efecto puede causar que un relevador funcione en forma indeseada, aún cuando la pérdida completa de la tensión no ocasionaría el funcionamiento indeseado.

La solución adecuada a este problema no es el retiro completo de todos los fusibles. La práctica preferida es poner fusibles en ambos circuitos, primario y secundario. Sin embargo, pueden omitirse los fusibles secundarios de los circuitos de los relevadores o de otros dispositivos donde el funcionamiento correcto es tan esencial que es preferible incurrir en los peligros asociados con la posible destrucción del transformador de potencial debidos a un cortocircuito secundario sostenido en lugar de arriesgar la interrupción de la tensión de suministro a dichos dispositivos como resultado de un cortocircuito momentáneo. Por lo general, se toma apoyo en esta cláusula para no poner fusibles en el secundario, y el resultado con esta práctica ha sido muy bueno. No deberán omitirse los fusibles primarios, pero deben seleccionarse para que no se quemem en corriente magnetizante transitoria de conexión u otros transitorios.

Cuando se utilizan los fusibles secundarios debido a la mejor protección que dan a los transformadores de potencial, puede reducirse la exposición de los dispositivos críticos a los efectos del fundido accidental de un fusible poniendo éstos en sus circuitos en forma separada, o poniéndolos en todos los circuitos excepto en aquellos de los dispositivos críticos.

Cuando no es suficientemente seguro el empleo separado de fusibles secundarios contra las consecuencias del fundido de éstos, puede utilizarse un relevador de equilibrio de tensión que compara las magnitudes de las tensiones de la fuente en consideración con las tensiones de otra fuente que son siempre

iguales en forma aproximada a las tensiones de la primera a menos que se funda el fusible. Puede disponerse un relevador semejante para impedir el funcionamiento indeseado de relevadores críticos y accionar una alarma cuando se funda un fusible. No sólo es importante prevenir el funcionamiento indeseado del relevador sino también el conocimiento inmediato de que se ha fundido un fusible.

Con transformadores de potencial estrella-estrella, puede utilizarse un conjunto de transformadores de potencial auxiliares conectados en estrella-delta rota, con un relevador de tensión alimentado de la tensión entre el vértice abierto de la delta, para abrir el circuito de disparo cuando se funden uno o más fusibles.

El relevador de balance de voltajes detecta a qué circuito corresponde el fusible fundido, y bloquea los dispositivos necesarios para evitar las consecuencias descritas.

El relevador de balance de voltajes tiene un mecanismo de inducción de alta velocidad, cuyo par en un sentido es proporcional al área del triángulo de voltajes aplicado a un juego de bobinas, y el par en el sentido opuesto es proporcional al área del triángulo de voltajes aplicado al segundo juego de bobinas.

Este mecanismo tiene un resorte que en condiciones de pares iguales mantiene la armadura al centro, y los dos contactos abiertos. Cada contacto actúa sobre un relevador auxiliar que multiplica su número de contactos, dando indicación sobre el lado del fusible fundido.

Este relevador presenta dos ventajas:

- No actúa al desenergizarse los dos circuitos en operaciones rutinarias de desexcitación del generador.
- Alta velocidad.

El esquema de conexiones del relevador 60 se muestra en la figura 13:

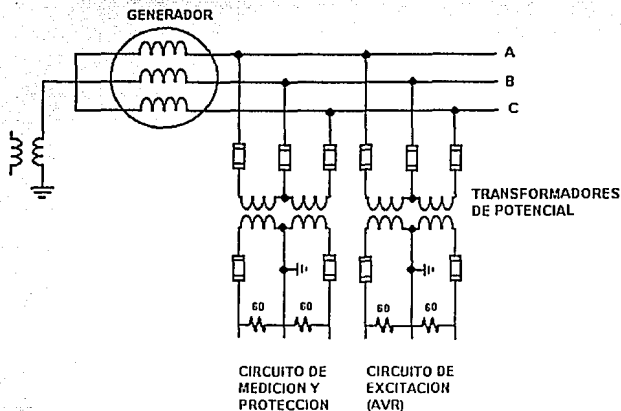


FIG. 13 CONEXION DE UN RELEVADOR DE BALANCE DE VOLTAJE

Al fundirse un fusible y aún cuando las otras dos fases tengan voltaje pleno, el par producido por las bobinas respectivas es decir, cerrando los contactos correspondientes.

Ajustes.

Es posible variar el ajuste de desbalance para el cual cierra sus contactos el relevador, alterando la separación de contactos fijos.

El ajuste normal es que los contactos apenas cierren con 80% aplicado a un juego de bobinas y 100% de voltaje nominal en el otro juego de bobinas.

Conexiones de Control.

a. Alarmas:

Es conveniente asignar alarmas independientes a los dos contactos: falla de fusible de potencial en excitación y falla de fusible de potencial de protección.

b. Protección:

Se usan contactos "b" del relevador auxiliar accionado por falla de potencial de protección, en serie con los contactos de disparo de los relevadores siguientes:

40 - Pérdida de campo

21 - Respaldo tipo distancia

51V - Respaldo tipo sobrecorriente con control o restricción de voltaje

81 - Baja frecuencia

c. Excitación:

Se usa un contacto del relevador auxiliar accionado por falta de potencial en el circuito de excitación para transferir la excitación de automática a manual (bloqueo del regulador automático de voltaje, AVR).

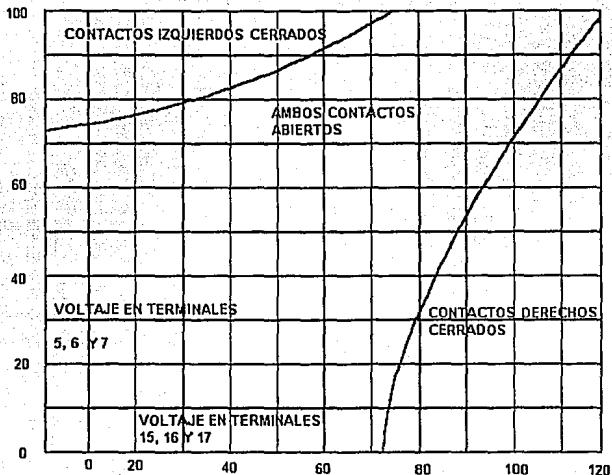


FIG. 14 CARACTERISTICAS DE OPERACION DEL RELEVADOR G.E. TIPO CFVB

2.10 PROTECCION DE PERDIDA DE CAMPO (40G).

La pérdida parcial o total de la excitación de una máquina síncrona debe ser detectada de inmediato, ya que produce condiciones anormales que significan riesgos para la máquina.

Los relevadores que detectan los diversos niveles de baja excitación ejecutan las siguientes funciones:

- a. Avisar al operador de cualquier baja excitación que pudiera dañar la máquina o causar inestabilidad.
- b. Avisar cuanto antes al operador de la condición de pérdida de campo, dándole tiempo de corregir esta situación.
- c. Disparar la máquina automáticamente en caso de inestabilidad potencial del sistema.

Comportamiento de un generador síncrono con pérdida de excitación.

La pérdida parcial o total de campo de un general puede ser resultado de alguna de las siguientes causas:

1. Pérdida de campo del excitador principal.
2. Disparo accidental del interruptor de campo.
3. Cortocircuitos en devanado del campo.
4. Contacto deficiente en escobillas del excitador.
5. Interruptor de campo bloqueado.
6. Pérdida del suministro de C.A. al sistema de excitación.
7. Operación a frecuencia reducida cuando el regulador automático de voltaje esta fuera de servicio.

Protección de pérdida de campo.

En principio, la forma más simple de detectar la reducción de excitación es el empleo de un relevador de baja corriente en el circuito de campo. Esta forma tiene la seria desventaja de que la corriente de campo mínima que puede considerarse como aceptable depende de la potencia activa y reactiva generadas; por ello, se emplea sólo en generadores de poca capacidad y que operan comúnmente alimentando cargas de factor de potencia atrasada.

En generadores de capacidad mayor se emplean relevadores del tipo de distancia, conectados a transformadores del tipo de distancia, conectados a transformadores de corriente y potencial, ya que la impedancia "vista" por relevadores de distancia indica con mucho mejor precisión las condiciones de excitación en que opera el generador. Así, puede detectarse cuando las condiciones de excitación tienden a la inestabilidad.

La figura 2 muestra varias trayectorias de la impedancia ante la pérdida de excitación y la característica de operación de un relevador de distancia, es un diagrama R-X. Independientemente de las condiciones iniciales en que se pierde la excitación, la impedancia equivalente del generador traza una trayectoria hacia una región del cuarto cuadrante, que sólo es alcanzada cuando la excitación se reduce drásticamente o se pierde el sincronismo y aparece el deslizamiento.

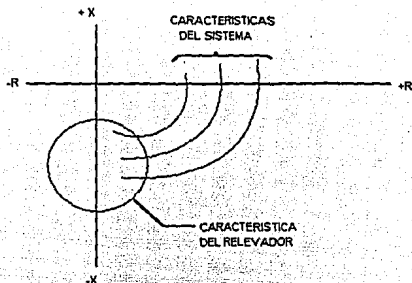


FIG. 2 CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR DE PERDIDA DE EXCITACION Y DEL SISTEMA

Se mencionó ya anteriormente que cuando ocurre una pérdida parcial o total del campo en una máquina síncrona fluye potencia reactiva del sistema hacia la máquina; debe recordarse que la salida en KW de un generador síncrono está controlada por la entrada de potencia al impulsor primario, mientras que la salida en KVAR está controlada por la excitación del campo. Por esta razón, habitualmente los relevadores de pérdida de campo incluyen una unidad direccional que detecta el flujo de KVA reactivos desde el sistema hacia el generador.

La pérdida de sincronismo causada por la operación asincrónica como generador de inducción no obliga a un disparo inmediato, a menos de que se produzca un decaimiento simultáneo del voltaje terminal de la máquina, el cual pone en peligro la estabilidad del sistema.

La conexión para la protección contra pérdida de campo por medio de relevadores de tipo distancia es la siguiente:

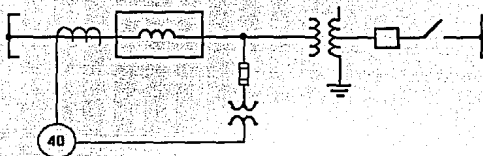
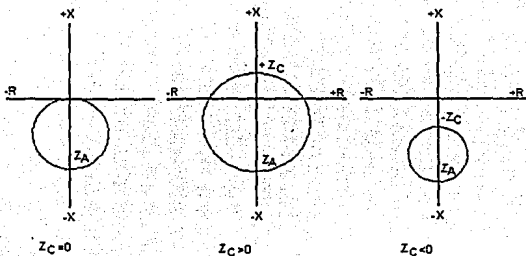


DIAGRAMA UNIFILAR

El fenómeno de pérdida de excitación es trifásico, de manera que se emplea solamente un relevador monofásico para detectarlo.

Característica del Relevador.

El relevador de distancia empleado para protección contra pérdida de campo tiene una característica mho desplazada orientada hacia la parte negativa de X en el diagrama $R-X$. La parte superior al eje R es eliminada ya sea por desplazamiento o por un elemento direccional adicional.



CARACTERÍSTICA R-X DEL RELEVADOR DE PERDIDA DE CAMPO
CON 3 AJUSTES DEL COMPENSADOR DE ALCANCE CORTO.

Como en todos los relevadores de distancia, estos elementos son inherentemente instantáneos. El relevador puede contener en el mismo gabinete un relevador de tiempo para demorar la operación del conjunto.

El elemento de distancia tiene dos ajustes:

- Alcance (Z_A)
- Desplazamiento del origen (Z_C)

La diferencia (o suma) de estos dos valores define el diámetro del círculo.

Ajustes.

- Alcance:

Si el relevador tiene un solo elemento de distancia se recomienda:

$$Z_A = X_d + \frac{X'd}{2} \quad (\text{reactancias sin saturación})$$

Si el relevador tiene dos elementos de distancia, se recomienda ajustarlos como sigue:

$$Z_{A1} = 1 + \frac{X'd}{2} \quad (\text{Zona 1})$$

$$Z_{A2} = X_d + \frac{X'd}{2} \quad (\text{Zona 2})$$

b. Desplazamiento:

Si el relevador tiene desplazamiento únicamente hacia el lado negativo de X, entonces se recomienda:

$$Z_C = \frac{X'd}{2}$$

Si el relevador tiene desplazamiento también hacia el lado positivo de X, el elemento de Zona 1 se ajusta hacia el lado negativo con:

$$Z_{C1} = \frac{X'd}{2}$$

y el elemento de Zona 2 se ajusta hacia el lado positivo de manera de rebasar un poco la reactancia del transformador más la del sistema a generación máxima:

$$Z_{C2} \geq X_t + X_s$$

así se logra que la curva del relevador sea paralela a la del límite de estabilidad.

c. Tiempo:

Para la Zona 1 se recomienda: $t = 0 - 0.25$ seg.

Para la Zona 2 se recomienda: $t = 0.5 - 2$ seg.

d. Voltaje:

Si el esquema contiene un relevador instantáneo de bajo voltaje como supervisión de disparo, el ajuste recomendado es: $V = 0.8 - 0.95 V_n$.

Para las conexiones de control, si el esquema contiene un relevador de voltaje, se recomienda emplear la detección del elemento de distancia para dar alarma mientras el voltaje sea normal y dar disparo únicamente si coincide con bajo voltaje.

El disparo de la protección contra pérdida de campo debe bloquearse con el relevador 60, que detecta fusibles fundidos en el circuito de potencial.

Dependiendo del sistema de excitación puede optarse por disparar únicamente a los interruptores de generador y de auxiliares o bien un relevador auxiliar de reposición manual (86G u 86T) con objeto de parar totalmente la unidad para su reparación.

2.11 PROTECCION DE SECUENCIA NEGATIVA (46).

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

Las causas más comunes de estar corrientes asimétricas son las siguientes:

- Cargas desbalanceadas.
- Fallas desbalanceadas en sistemas de alta tensión.
- Cargas monofásicas.
- Circuitos abiertos.

En un generador, el desbalance de corrientes del estator produce un campo magnético pulsante que puede ser descompuesto en dos campos rotatorios, uno que gira en sincronismo con el rotor y otro que gira en sentido opuesto, a la misma velocidad que el primero. El campo magnético que gira en sentido contrario al rotor, corta a éste a una frecuencia igual al doble de la nominal, generando así corrientes de 120 Hz en el rotor; estas corrientes fluyen en las trayectorias disponibles, como son la superficie del rotor, devanados amortiguadores, cuñas de retención de las ranuras y anillos terminales.

La circulación de estas corrientes de 120 Hz por elementos cuya resistencia eléctrica es comparativamente alta causa un calentamiento anormal, severo y rápido al rotor.

Puede verse que las condiciones de desbalance de corrientes en última instancia significan un problema de elevación de temperatura de las diferentes partes del rotor. Por ejemplo, con corriente sostenida de secuencia negativa en la armadura, la temperatura de las cuñas de la ranuras puede alcanzar un punto que las hace perder su resistencia mecánica y aún fallar. Con incrementos de temperatura menos severos, el aislamiento eléctrico de las bobinas del rotor puede ser dañado.

La corriente de secuencia negativa en el estator de una máquina síncrona causa una pérdida de potencia en la máquina, la cual está determinada por la corriente de secuencia negativa y por la resistencia de secuencia negativa. Prácticamente toda la pérdida de potencia por la corriente de secuencia negativa aparece en el rotor, por lo que este hecho puede ser empleado para evaluar el calentamiento relativo del rotor para diferentes magnitudes de la corriente de secuencia negativa. La entrada de energía al rotor y su elevación de temperatura en un intervalo de tiempo dado son prácticamente proporcionales a:

$$K = \int_0^t i_2^2 dt$$

donde i_2 es el valor instantáneo de la corriente de secuencia negativa como función del tiempo, y t es el tiempo en segundos. Para una cierta función de i_2 y un cierto intervalo de tiempo puede encontrarse una corriente de secuencia negativa equivalente con la expresión:

$$I_2 = \sqrt{\frac{\int_0^t I_2^2 dt}{t}}$$

Por lo tanto, el calentamiento del rotor durante dicho intervalo es proporcional a:

$$K = I_2^2 t$$

De lo anterior se establece que el efecto de calentamiento del rotor de una máquina síncrona para varias condiciones de falla desbalanceada puede ser evaluado como una función de la corriente de secuencia negativa.

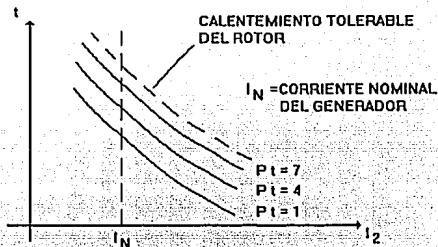
Por lo tanto, se concluye que la capacidad de una máquina síncrona para soportar fallas desbalanceadas está limitada por su capacidad para soportar los efectos del calentamiento de las corrientes de secuencia negativa. Esta capacidad entonces puede ser adecuadamente representada por el valor permisible de K, de acuerdo a su definición, dada anteriormente.

Cada máquina en particular tiene así un valor definido de su constante K, el cual establece sus límites térmicos para operar con corrientes desbalanceadas.

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

Este voltaje es aplicado a un elemento de disco de inducción o bien de estado sólido, cuya característica de operación se asemeja a la curva de resistencia al calentamiento del rotor del generador.

La característica tiempo-corriente de secuencia negativa del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa es extremadamente inversa:



La curva de calentamiento tolerable del rotor en función de su corriente de secuencia negativa se puede expresar con la ecuación antes mencionada:

$$K = I_2^2 t$$

donde la constante K depende del diseño del generador:

Máquinas de polos salientes:	$K = 40$
Máquinas convencionales de polos lisos:	$K = 30$
Máquinas de polos lisos con enfriamiento a través de conductores huecos:	$K = 10$

I_2 está expresada en por unidad sobre la capacidad nominal del generador.

Ajustes.

a. Tap.

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

b. Palanca de Tiempo.

El ajuste del tiempo de operación se calcula a partir de dos condiciones:

1) Trazar la característica

$$K = I_2^2 t \text{ del generador.}$$

dentro de la curva tiempo-corriente de secuencia negativa del relevador, y escoger un valor de palanca tal que la característica del relevador quede siempre abajo de la curva del generador.

- 2) Calcular la corriente de secuencia negativa en el generador para una falla entre fases en el bus al cual conecto el interruptor del generador. Para esa falla seleccionar:

$$t = 0.1 \text{ seg.} + \Delta t$$

donde: Δt es el margen de coordinación (0.3 - 0.5 seg.)

De entre los dos ajustes escoger el que da la palanca de tiempo mayor.

El contacto de disparo del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa debe conectarse a disparar únicamente al interruptor de unidad (52G), pues se

trata de una protección que opera en función de causas externas al generador. La unidad debe quedar girando y excitada, disponible para ser resincronizada tan pronto como se haya eliminado la causa del disparo.

Algunos relevadores de sobrecorriente de secuencia negativa contienen dentro de la misma caja un elemento de sensibilidad mayor, que se emplea para dar alarma en caso de desbalances prolongados de la corriente.

CAPITULO 3. ESQUEMAS Y AJUSTE DE PROTECCIONES PARA TRANSFORMADORES

3.1 INTRODUCCION

Otro elemento importante en un sistema de generación y transmisión de energía es el transformador.

Este dispositivo por su construcción y funcionamiento posee un amplio rango de características que en cierta forma dificultan su protección tanto de fallas externas como de fallas internas.

Cabe mencionar que el transformador es una máquina que en comparación con otros elementos del sistema, es poco propenso a sufrir fallas, lógicamente esto no quiere decir que no se van a tomar en cuenta las protecciones al transformador, ya que una falla de éste provoca la pérdida de suministro a una gran cantidad de equipos conectados a la red. Por lo que la necesidad de una buena protección es evidente cuando se considera la cantidad de horas fuera de servicio debido a fallas.

Así pues tal como sucede para generadores y motores, al aplicar protecciones en transformadores, se debe tomar en cuenta lo siguiente:

1. Aislar el equipo que presenta la falla del resto del sistema para que este continúe su operación normal.
2. Limitar el grado de la falla en el equipo en conflicto.
3. Minimizar la posibilidad de incendio.
4. Minimizar el daño al personal.

Para transformadores las fuentes de falla pueden ser cortocircuitos, circuitos abiertos y sobrecalentamiento en los devanados, de este tipo de fallas la que requiere de mayor atención es la falla por cortocircuito.

De esta forma, los dispositivos de protección para transformadores deben proteger al sistema eléctrico de los efectos de fallas en el transformador, proteger al transformador de problemas que presente el sistema eléctrico asociado y proteger al transformador de fallas dentro del mismo.

Una característica importante que presentan los transformadores al ocurrir fallas internas en transformadores es la magnitud de la corriente de falla, ya que esta es baja en comparación con la corriente nominal, lo que implica la necesidad de tener protecciones de alta sensibilidad y alta velocidad para conseguir una buena protección.

En la figura 1 se muestra un diagrama unifilar de un transformador Delta-Estrella con algunas de las protecciones más comunes que se pueden encontrar.

3.2 FALLAS EN TRANSFORMADORES

Las fallas en los devanados de un transformador son función tanto de la magnitud de la falla como de la fuente de falla, la impedancia del neutro y la reactancia del transformador, además del hecho que el voltaje de falla varía con el del sistema en relación a la posición donde ocurra la falla en los devanados del transformador.

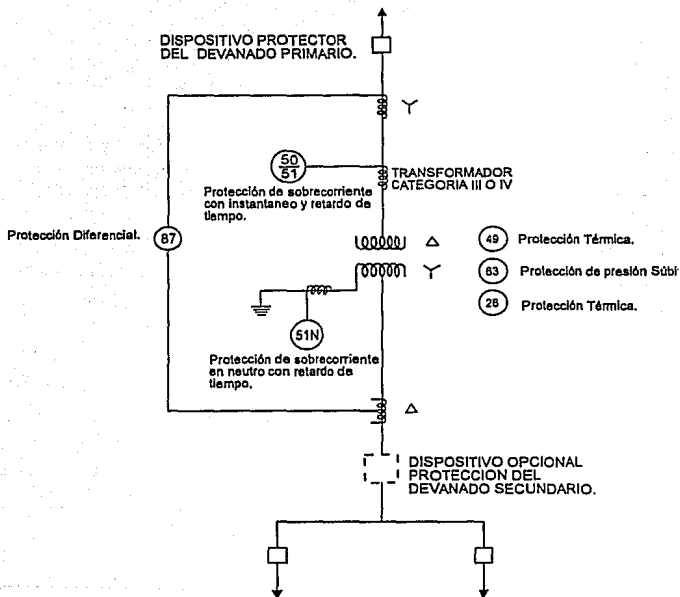


Fig 1.- PROTECCIONES PARA UN TRANSFORMADOR DELTA-ESTRELLA

De esta forma podemos agrupar las fallas de los transformadores en 6 categorías principales de acuerdo a la frecuencia con que se presentan:

1. Fallas en devanados.
2. Fallas en taps.
3. Fallas en "bushing".
4. Fallas en terminales.
5. Fallas en la cubierta.
6. Fallas misceláneas.

Este tipo de fallas pueden deberse a:

- a) Sobrecargas.
- b) Fallas en el sistema.
- c) Sobrevoltajes.
- d) Reducción de frecuencia.

Las sobrecargas provocan aumentos de temperatura, estos en algunos casos pueden ser permitidos por periodos cortos de tiempo y esta supeditado a la temperatura inicial de la falla junto con las condiciones de enfriamiento del transformador.

La constante térmica de tiempo de transformadores "abiertos" es del orden del 2.5 a 5 hrs, en otros tipos de transformadores, como los de enfriamiento forzado, la constante es mucho menor.

Cuando se presentan cortocircuitos en el sistema, la temperatura en los transformadores se incrementa rápidamente en una proporción al cuadrado de la corriente de falla en por unidad.

El tiempo que un transformador puede soportar una condición de cortocircuito sin dañarse, esta limitada por su reactancia, como se aprecia en la tabla 1.

REACTANCIA DEL TRANSFORMADOR (%)	CORRIENTE DE FALLA	DURACION PERMITIDA DE LA FALLA EN SEGUNDOS
4	25	2
5	20	3
6	16.6	4
7	14.2	5

TABLA 1.-TIEMPO PERMITIDO DE CORRIENTES DE FALLA

Grandes corrientes de falla provocan severos cambios y daños en la estructura del transformador y generalmente se presentan durante el primer ciclo de la corriente de falla donde resulta difícil interrumpirla por medio de algún dispositivo, por lo que el control y protección de este tipo de fallas debe ser resuelto por medio del diseño del transformador.

En el caso de sobrevoltajes producidos, ya sea por transientes o descargas, se produce un aumento de esfuerzo en los aislantes y un aumento del flujo de trabajo ocasionando un aumento en la corriente de magnetización. Si se presenta reducción en la frecuencia ocurre también un aumento en la densidad de flujo como en el caso del sobrevoltaje.

Un transformador puede operar con cierto aumento de sobrevoltaje con su correspondiente incremento de frecuencia, pero si se presenta un alto voltaje a la entrada con una frecuencia baja, la operación del transformador debe interrumpirse.

Del tipo de fallas mencionadas anteriormente, se deriva que existe una gran variedad de tipos de protección para transformadores, algunas de ellas demasiado específicas pero que basan su funcionamiento en otras más generales, debido a esta situación, el objetivo que se pretende es el de dar una explicación del funcionamiento de las protecciones más comunes aplicables a fallas en centrales generadoras, ya que éste es el tema principal que se pretende cubrir.

3.3 PRINCIPIOS DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES

Algunos de los principales métodos de detección utilizados para la protección de transformadores son:

1. Sobrecaentamiento.
2. Sobrecorriente.
3. Detección Diferencial.
4. Detección de Gas.
5. Sobreflujo.

3.4 PROTECCION POR SOBRECALENTAMIENTO.

Para la protección por sobrecaentamiento, primero se fija un valor de operación basado en el aumento de temperatura en condiciones de temperatura ambiente máxima, después bajo esta condición, ningún valor superior a este es usualmente permitido.

Aunque una regla precisa no se aplica en todas las condiciones de operación ya que en algunos casos la operación con sobrecarga puede ser permitida por cortos periodos de tiempo, dependiendo de las condiciones anteriores de carga. Es así que para la protección de sobrecarga se basa en la medición de temperatura de los devanados por medio de un dispositivo sensor de temperatura.

Este método es comúnmente llamado "Hot Spot" ó punto caliente, donde un elemento a base de calentamiento eléctrico es alimentado por una corriente proporcional a la que circula por los devanados del transformador, de esta forma el elemento sensor monitorea la temperatura del transformador durante la operación, y activa un relevador cuando se alcanza la temperatura indicada como de falla.

En algunas ocasiones, esta acción no es inmediata debido a que se incorpora un dispositivo de retardo de tiempo, esto con el fin de permitir la operación del transformador hasta alcanzar las condiciones de sobrecalentamiento fijadas. Este tipo de protección brinda la opción de que en una primera instancia se active algún tipo de sistema de enfriamiento sobre el transformador y después si la operación no regresa a estado normal, se active algún tipo de alarma.

Otro tipo de protecciones es la denominada "replica" donde se monitorea la corriente de fase del transformador que es aplicada a una unidad calefactora dentro del mismo. Este dispositivo tiene una curva característica térmica similar a la del transformador, cabe señalar que dicho calefactor debe ser instalado en un lugar donde la temperatura sea la misma del interior del transformador, sin tener ninguna compensación de la temperatura ambiente.

Generalmente este tipo de protección se efectúa colocando un elemento térmico sensor cerca del tanque de aceite caliente del transformador, y un pequeño calefactor conectado a un transformador de corriente en la parte de bajo voltaje de una fase es colocado junto al elemento sensor.

Así pues, el calefactor experimenta un aumento de temperatura similar al del devanado principal por encima de la temperatura del aceite.

El elemento sensor de esta forma detecta una temperatura similar a la de los devanados bajo condiciones de trabajo y efectos de la temperatura ambiente.

3.5 PROTECCION DE SOBRECORRIENTE.

Fallas externas en transformadores resultan en sobrecargas que provocan la falla en el transformador si no son atendidas a tiempo.

El tipo de daño que se produce en el transformador tiene efectos tanto térmicos como mecánicos, de esta forma el daño resultante es el efecto acumulativo de los esfuerzos térmicos y mecánicos y no sólo de la magnitud y duración de una falla, sino del total de las fallas.

Para prevenir este tipo de situaciones, generalmente suele protegerse al transformador por medio de relevadores de sobrecorriente ó fusibles. En transformadores de pequeñas capacidades, el relevador de sobrecorriente puede proteger también de fallas internas, y en transformadores mas grandes estos relevadores son utilizados como relevadores de respaldo para relevadores diferenciales y de presión.

Como se menciona anteriormente, para transformadores de bajas capacidades es común encontrarlos protegidos con fusibles, y en muchos casos no existe otro tipo de protección, haciendo del fusible la única protección disponible para el transformador. Esto es debido a que el fusible tiene la cualidad de ser el dispositivo de protección más económico y confiable que existe. Aunque por otro lado presenta sus inconvenientes, ya que no provee de protección contra fallas internas a transformadores de grandes capacidades, y al ser un dispositivo de protección contra sobrecorriente, su capacidad debe estar por encima del valor máximo de corriente de carga del transformador, y además debe ser insensible a las cortas duraciones de sobrecargas que ocurren cuando se arranca un motor o cuando se presenta la corriente de magnetización del transformador al energizarse.

Es así que para la selección de capacidad y velocidad del fusible, se deben tomar ciertas consideraciones tales como las que se enlistan a continuación:

- a) Corriente de carga máxima permitida en el transformador.
- b) Curva de calentamiento del transformador, proporcionada por el fabricante; ésta es una gráfica tiempo-corriente que indica los límites máximos que el transformador puede soportar.
- c) Conexión de los devanados del transformador.
- d) Corriente de falla disponible en el sistema primario.
- e) Impedancia del transformador.
- f) Coordinación con dispositivos de protección del lado secundario del transformador.
- g) Tiempo máximo permisible de falla en los conductores del lado de baja tensión.

- h) Grado de sensibilidad para protección contra fallas de alta impedancia.
- i) Corriente de magnetización del transformador.

En el caso de relevadores de sobrecorriente, estos generalmente se utilizan en transformadores de grandes capacidades, como se ha mencionando, y tienen la ventaja de eliminar el retardo del disparo a bajas corrientes como sucede con los fusibles, y además protegen contra fallas a tierra.

El retraso de tiempo es seleccionable y los fusibles son considerados como protecciones de respaldo. Pero este tipo de protección también tiene sus desventajas, ya que si se presenta una falla interna en los devanados del transformados y la falla involucra unas pocas vueltas del devanado, el cambio en la magnitud de la corriente es muy pequeño y puede no ser detectado por el relevador.

Otro inconveniente es la corriente de magnetización del transformador, ya que esta toma valores de 10 a 12 veces la corriente nominal.

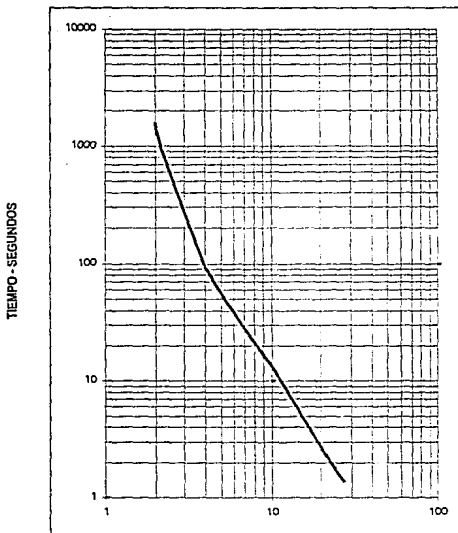
Aun así, los relevadores de sobrecorriente, son dispositivos económicos que pueden emplearse en la mayoría de los transformadores y comúnmente son aplicados como dispositivos primarios en instalaciones pequeñas y como dispositivos de respaldo en instalaciones de mayor importancia.

En la practica, si se utilizan relevadores 51 para la protección de transformadores, debe tomarse cuidado extremo en el ajuste de tiempo para la coordinación con protecciones adicionales ya que existe un límite superior de ajuste en la curva del relevador limitado por la característica tiempo-corriente de los devanados del transformador. Si la protección se calcula de manera

correcta, los relevadores 51 deberán operar de forma que no sean dañados los devanados del transformador por la alta corriente.

De lo anterior se deduce que si se utiliza un relevador 51 como protección única o principal en un transformador, es seguro que los devanados del mismo sufran daños debidos a las fallas internas.

En la figura 2 se muestra una curva de calentamiento típica de un transformador, esta curva en conjunto con las curvas de tiempo-corriente de los relevadores, son útiles para determinar el ajuste de tiempo de la protección.



MULTIPLoS DE LA CORRIENTE NOMINAL
CON AUTO-ENFRIAMIENTO (CAPACIDAD OA)

**FIG 2.- CURVA DE CALENTAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR
TIEMPO MAXIMO PERMISIBLE PARA CARGAS DE
CORTA DURACION (A CONTINUACION DE CARGA PLENA).**

En lo que se refiere a la utilización de relevadores de sobrecorriente para proteger de fallas a tierra al transformador, se obtiene un grado mayor de protección con la aplicación de relevadores de sobrecorriente en conexión residual como se muestra en la figura 3.

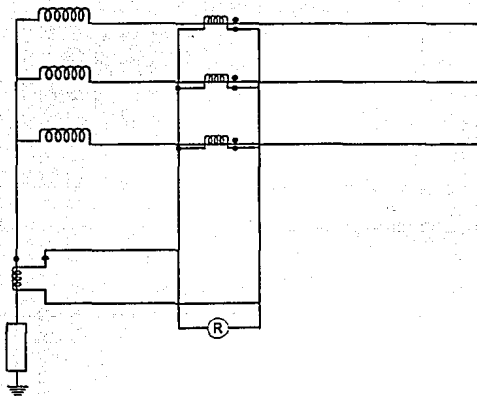


Fig 3.- RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE EN CONEXION RESIDUAL.

La corriente residual de las tres líneas de corriente del transformador se encuentra balanceada contra la salida de corriente del transformador en el neutro. El relevador es del tipo de alta impedancia.

El sistema es operativo para fallas que se presentan entre la región cubierta por los transformadores de corriente, esto es para fallas en el devanado en cuestión, y la ventaja no es solo el usar relevadores instantáneos de baja sensibilidad, sino que la falla entera no es medida solamente en las terminales de línea del transformador, por lo que en tanto la falla disminuya a niveles cerca

del neutro en los devanados, la ley del cuadrado que controla la corriente de línea no es aplicable y junto con la sensibilidad del dispositivo un buen porcentaje del devanado es protegido.

A continuación se detallan algunos tipos de esquemas de protección que involucra el concepto de protección residual.

Fallas en devanados de transformadores conectado en delta:

Un relevador 51 residual, como se muestra en la figura 4, detectará fallas a tierra dentro de los devanados en delta del transformador y en los conductores de fase entre los transformadores de corriente y los devanados, cuando existe una fuente de corriente de secuencia cero. Pueden emplearse relevadores de sobrecorriente instantáneos, pero probablemente los ajustes con suficiente sensibilidad causarán operaciones incorrectas debido a saturación de transformadores de corriente y la corriente de "inrush" o magnetización; esto puede evitarse con el empleo de relevadores de disco de inducción de tiempo corto con ajustes bajos de "pickup".

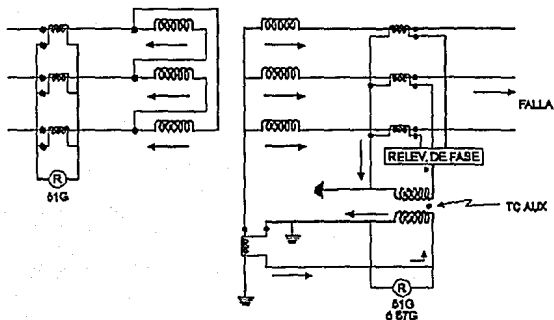


Fig. 4.- PROTECCION COMPLETA DE FALLA A TIERRA PARA UN BANCO DELTA-ESTRELLA USANDO RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE EN CONEXION RESIDUAL Y RELEVADOR DE TIERRA CONECTADO DIFERENCIALMENTE.

Por otro lado, para detectar adecuadamente fallas a tierra pero en este caso en devanados de transformadores conectados en estrella aterrizada, el relevador debe distinguir las fallas internas de las externas a la zona protegida; el relevador diferencial de tierra de la figura 4 opera en forma satisfactoria para cualquier falla a tierra interna; asimismo, operará correctamente con una fuente externa de corriente de secuencia cero; en cambio, no operará con fallas externas; el transformador de corriente auxiliar es necesario si los transformadores de corriente de fase y de neutro son de diferente relación, como ocurre habitualmente.

En la figura 4, las flechas de la corriente de secuencia cero corresponden a una falla a tierra externa, con la cual el relevador no operará.

En sistemas con neutro aterrizado, es posible aislar de tierra el transformador para aterrizarlo en un solo punto; si se instala un transformador de corriente en esta trayectoria a tierra, cualquier falla interna o flameo en boquillas será detectado.

Sistemas aterrizados con alta impedancia:

Los transformadores diferenciales de un transformador pueden no ser suficientemente sensibles para operar con fallas a tierra cuando el sistema está aterrizado a través de una alta impedancia; puede en estos casos ser necesario utilizar un relevador de sobrecorriente de tiempo en el neutro del devanado del transformador aterrizado con impedancia o un relevador de tiempo de sobrevoltaje conectado en paralelo con la impedancia del neutro. Estos relevadores deben ser coordinados con los relevadores de alimentadores y líneas que sean respaldados por ellos.

En ciertos casos es posible tener protección rápida y con esto evitar la necesidad de coordinación utilizando relevadores suficientemente sensibles y conectarlos para que disparen solo a tierra en la zona protegida.

La figura 5 es un ejemplo usado cuando no existe otra posibilidad de fuente a tierra.

En estos casos, otro método aplicables es el de un relevador 50N, instantáneo tipo "plunger", conectado en el neutro de los transformadores de corriente del interruptor principal, con un relevador auxiliar 50NX; un contacto normalmente cerrado de 50NX completa el circuito a un relevador de sobrecorriente de par controlado, 51NT, conectado a un transformador de corriente en el neutro del

transformador, como puede verse en la figura 5. La operación del relevador 50N indica que la falla a tierra es externa al transformador, lo cual inhibe la operación de 51NT, al no completarse su circuito debido al contacto abierto del relevador 50NX.

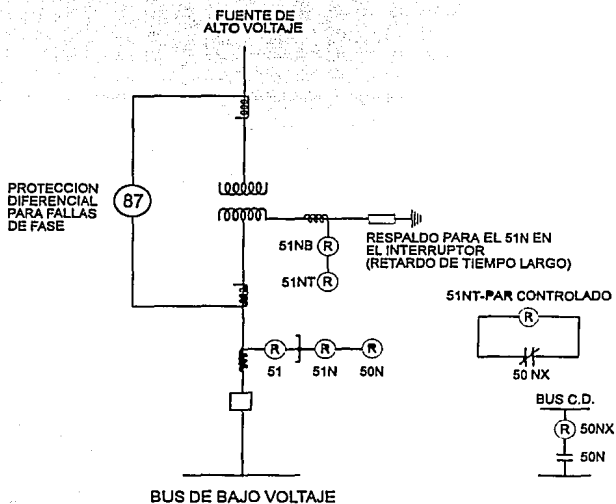


Fig 5.- PROTECCION DE FALLA A TIERRA DE ALTA VELOCIDAD DE UN TRANSFORMADOR EN ESTRELLA ATERRIZADA CON ALTA IMPEDANCIA.

3.6 PROTECCION DIFERENCIAL

Del diagrama de la figura 3 se deduce que la suma de las corrientes que fluyen, es igual a cero (ley de Kirchoff). De esta forma un sistema diferencial puede ser implementado para cubrir completamente al transformador, esto es posible gracias a la alta eficiencia de operación de los transformadores y a la equivalencia corriente-vueltas desarrollado en los devanados primario y secundario, tal como se ilustra en la figura 6.

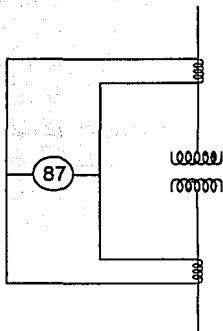


Fig 6.- PRINCIPIO DE PROTECCION DIFERENCIAL EN TRANSFORMADORES.

En orden de aplicar correctamente el principio de suma de corrientes a transformadores es recomendable tomar ciertas consideraciones para un correcto funcionamiento de la protección.

Estas consideraciones son:

1.- Capacidad del transformador:

Las corrientes en el primario y secundario del transformador, usualmente difieren de manera inversa al valor de los voltajes correspondientes, Es por esto que las corrientes de los transformadores de corriente deben tener rangos primarios que concuerden con los valores de corriente del transformador al que se conectan.

2.- Conexiones al transformador:

Si se tiene un transformador Estrella-Delta, con las tres fases balanceadas, la corriente sufre un cambio de fase de 30 grados, lo cual debe ser corregido en el secundario del transformador de corriente mediante la conexión apropiada de los devanados del transformador de corriente.

En otras palabras, si se tiene corriente de secuencia cero en el lado de la estrella, esta no producirá corriente en la delta del otro lado, por lo que la secuencia cero debe ser eliminada del lado de la estrella conectando transformadores de corriente en delta y viceversa, conectar transformadores de corriente en estrella del lado delta del transformador de potencia.

3.- Facilidad de selección de tap:

El transformador debe permitir la selección del tap adecuado, ya que los transformadores de corriente son escogidos para que trabajen en forma

balanceada con la capacidad del transformador de potencia. Si por alguna razón se produce una variación en el rango, esto creará una condición de desbalanceo proporcional al cambio de corriente.

4.- Corriente de magnetización:

El fenómeno de corriente de magnetización produce una corriente en el devanado primario sin equivalente en el lado secundario, y la totalidad de la corriente de magnetización aparece como corriente de desbalanceo, que no es diferenciada de una corriente de falla interna. Así la polarización normal del transformador de corriente no es efectiva, por lo que al parecer se hace necesario un reajuste en el tap que puede ser perjudicial para el transformador de potencia. Pero gracias a que este fenómeno es solo un transitorio, la estabilidad del sistema puede ser mantenida agregando un pequeño retraso de tiempo en el disparo del relevador.

Existen varias versiones de protecciones diferenciales debido a la gran popularidad y aplicación de este tipo de arreglos pero cada una de ellas difiere de manera muy poco sustancial, por lo que básicamente el concepto original permanece sin cambio, es por ello que a continuación, se describen solo tres clases generales de protecciones diferenciales que son:

Protección diferencial con relevadores de sobrecorriente de tiempo.

Protección diferencial con relevadores diferenciales de porcentaje.

Protección diferencial con relevadores diferenciales de porcentaje con restricción de armónicas.

Protección diferencial con relevadores de sobrecorriente de tiempo:

Este tipo de protección es la menos usada para la protección de transformadores de potencia, y el desuso se debe principalmente a que son susceptibles a falsos disparos debidos a la corriente de magnetización producida en el momento de arrancar el transformador, y a errores de saturación y errores de desacople en los transformadores de corriente.

Protección diferencial con relevadores diferenciales de porcentaje:

Este tipo de relevadores generalmente es aplicado en transformadores de tamaño mediano, y tiene la característica de ser inmune a falsos disparos debidos al error de desacoplamiento en el transformador de corriente o a los taps del relevador. Esto se logra limitando el flujo de fallas internas haciendo mas rápido y seguro al dispositivo y mas sensible a bajas corrientes de falla.

En la figura 7,8 y 9 se muestran tres tipos diferentes de protecciones diferenciales para transformadores.

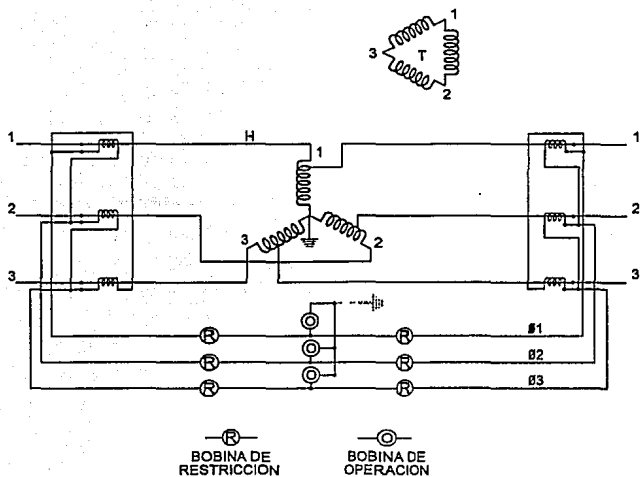


FIG 8.-CONEXIONES ESQUEMATICAS TÍPICAS PARA PROTECCION DIFERENCIAL DE PORCENTAJE DE UN AUTOTRANSFORMADOR EN ESTRELLA CON TERCIARIO SIN CARGA.

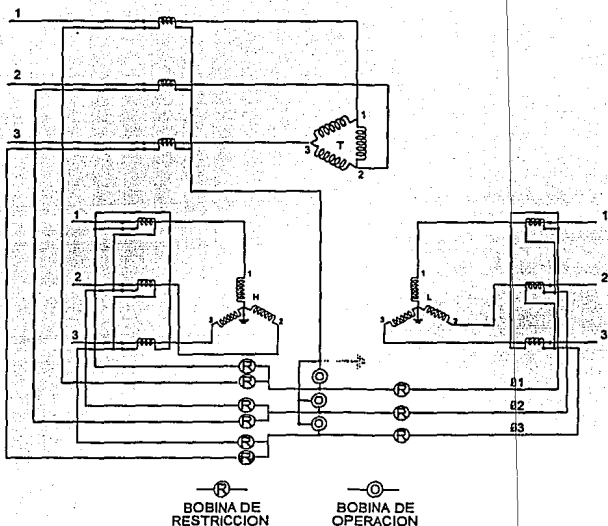


FIG 9.- CONEXIONES ESQUEMATICAS TÍPICAS PARA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE PORCENTAJE DE UN TRANSFORMADOR ESTRELLA-DELTA-ESTRELLA CON TERCIARIO EN DELTA Y CON CARGA.

Protección diferencial con relevadores diferenciales de porcentaje con restricción de armónicas:

Cuando un transformador es energizado, en el devanado del primario, se presenta una corriente de magnetización o corriente de excitación "inrush", esta corriente es tan solo un transitorio, pero se ve reflejada como una falla interna para las protecciones diferenciales conectadas al transformador, esta corriente

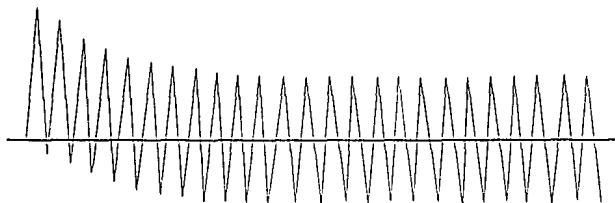
instantánea alcanza valores pico de entre 2 y 8 veces el valor de corriente a plena carga.

Los factores que controlan la duración y magnitud de la corriente de magnetización son:

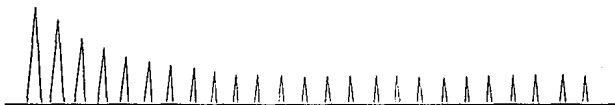
1. Tamaño y localización del banco de transformadores.
2. Tamaño del sistema de alimentación.
3. Resistencia del sistema desde la fuente hasta el banco de transformadores.
4. Tipo de acero utilizado en el núcleo y su densidad de saturación.
5. Nivel de flujo residual del banco.
6. La forma de energizar el banco.

Cabe señalar que el valor máximo de corriente de magnetización no se presenta cada vez que se energiza el transformador. La probabilidad de energizar el transformador en el peor de los casos es relativamente baja, y la corriente de magnetización en un transformador trifásico varía apreciablemente.

La forma de onda de la corriente de magnetización se caracteriza por tener armónicas de todo orden, la figura 10 muestra la forma de onda típica de corrientes de falla y de magnetización de transformadores.



ONDA TIPICA DE CORRIENTE DE FALLA
CON DESPLAZAMIENTO.



ONDA TIPICA DE CORRIENTE DE MAGNETIZACION
DE TRANSFORMADOR

FIG 10.- CORRIENTES DE FALLA Y DE MAGNETIZACION
DE TRANSFORMADOR

El alto porcentaje de armónicas que se encuentran en la corriente de magnetización ayuda para distinguir entre una corriente de falla del transformador y la corriente propia de magnetización.

De esta forma, en las protecciones diferenciales, los relevadores de los transformadores de corriente filtran las corrientes que se presentan separando las componentes armónicas y la fundamental a través de bobinas de restricción, es así como el dispositivo puede distinguir entre una falla interna o externa del transformador y la corriente de magnetización.

En suma, este tipo de dispositivos están diseñados para permitir la operación adecuada del relevador restringiendo la corriente de magnetización y permitiendo aun la operación si una falla interna ocurre durante el período de magnetización.

Como se había mencionado anteriormente este tipo de protecciones son de las mas usadas, por lo que resulta prudente dar ciertas recomendaciones para su aplicación y selección, aunque cabe destacar que la mejor selección radica en la experiencia y en aspectos económicos.

1. En general el transformador de corriente colocado en el lado de la estrella de un transformador de potencia estrella-delta, debe estar conectado en delta, y el transformador de corriente colocado en el lado de la delta, debe estar conectado en estrella. Este arreglo compensa el defasamiento de 30 grados producido por el transformador estrella-delta y bloquea la corriente de secuencia cero del circuito diferencial en fallas externas a tierra.
2. Los relevadores deben estar conectados para dar entrada y salida a las corrientes que están en fase en condiciones de cargas balanceadas. Cuando se tienen mas de dos devanados, todas las combinaciones deben considerarse.

3. Los tap de los relevadores o valores de corriente auxiliares de los transformadores, deben estar lo mas cercano posible a los valores en condiciones de cargas balanceadas.
4. Solo un punto de tierra común debe tomarse en el esquema diferencial, nunca múltiples puntos.
5. Después que los valores de los transformadores de corriente y los taps de los relevadores han sido seleccionados, el valor de corriente que toman los devanados del relevador debe ser comprobado para que este sea compatible con la carga del transformador, si la corriente del relevador excede este valor, un valor de transformador mas alto o tap de relevador debe ser seleccionado.

En la figura 11 se presenta un esquema de protección diferencial para un banco de transformadores.

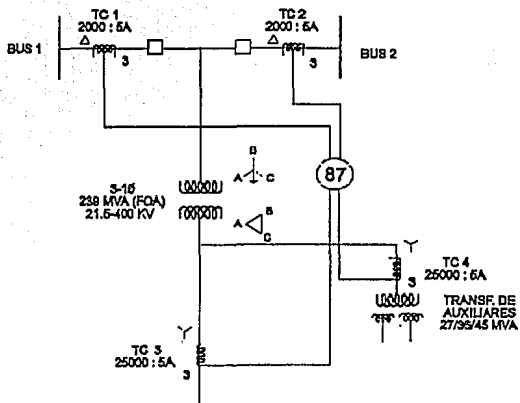


Fig 11.- PROTECCION DIFERENCIAL DEL BANCO DE TRANSFORMADORES PRINCIPALES DE UN GENERADOR DE 750 MVA

La protección utilizada permite una discriminación entre fallas externas y fallas internas de corriente, y al mismo tiempo, diferenciación entre corrientes causadas por fallas internas y la corriente de magnetización.

La protección se basa en la colocación de cuatro bobinas de restricción para comparar las corrientes que circulan en los transformadores de corriente de cuatro zonas diferentes del sistema, en el momento en que se presenta una falla dentro de alguna de las zonas protegidas, una corriente de desbalanceo circula por la bobina que cubre la falla lo que ocasiona que el relevador opere.

Cuando ocurran fallas fuera de las zonas protegidas, la protección debe permanecer sin operar, ya que las relaciones de los transformadores de corriente fueron seleccionadas para proporcionar corrientes de secuencia balanceadas ante fallas externas.

3.7 PROTECCION DE GAS.

Otro tipo de método que se utiliza para la protección de transformadores se basa en el monitoreo de dos tipos de mediciones.

1. Acumulación de gases debidos a la lenta descomposición de los aislamientos del transformador o del aceite que se utiliza para el enfriamiento. Estos relevadores pueden detectar calentamientos debidos a la alta resistencia de las juntas o a la alta corriente entre el laminado.
2. Aumento de la presión de aceite o del gas causado por fallas internas del transformador.

A continuación se describen dos tipos principales de relevadores de protección de gas mas utilizados.

Relevador detector de gas:

El relevador detector de gas es un dispositivo especial básicamente usado para detectar e indicar la acumulación de gases en un transformador equipado con tanque conservador.

Todas las fallas ocurridas bajo aceite en un transformador, dan como resultado el incremento de calor y detrimento del aceite.

En fallas en los devanados, generalmente se producen arcos eléctricos provocando la descomposición del aceite, el cual libera gases como hidrógeno, monóxido de carbono e hidrocarburos.

Cuando una falla es pequeña, tal como un pequeño calentamiento, el gas se libera lentamente y escapa a través de un tubo de alivio hacia un tanque conservador. Una falla mayor, involucra arcos severos causando rápidas liberaciones de grandes volúmenes de gas así como de vapor de aceite, la acción es tan violenta que el gas y vapor no tienen tiempo de escapar por lo que se genera una gran presión que empuja al aceite haciéndolo fluir por la tubería hacia el tanque conservador.

Este relevador se conoce con el nombre de relevador Buchholz y es capaz de detectar fallas incipientes en los devanados y pequeñas secciones calientes del núcleo. El relevador físicamente es colocado en la tubería que conecta al tanque principal con el tanque conservador, y está diseñado para coleccionar cualquier emanación de gas que suba por la tubería.

Puede operar en fallas pequeñas acumulando el gas en un periodo determinado de tiempo, o por largos periodos que forcen al aceite a fluir a través de la tubería.

Relevador de presión súbita de gas:

El relevador de presión súbita opera con el aumento de gas en el transformador, puede ser utilizado casi en cualquier transformador con tanque sellado de aire o

cámara de gas por encima del nivel de aceite. Este dispositivo no opera con cambios estáticos de presión o cambios resultantes de la operación normal del transformador.

El relevador monitorea la diferencia de presión entre el espacio de gas del transformador y la presión en el interior del relevador, el cual cuenta con un pequeño orificio donde se tienden a igualar las presiones durante cambios lentos como puede ser la operación normal del transformador, sin embargo, con aumentos rápidos de presión debidos a fallas, el relevador opera, ya que el cambio rápido de presión debido a la vaporización del aceite crea burbujas que producen una presión mayor actuando sobre el relevador.

Este tipo de relevadores es recomendado para transformadores de capacidades de 5000 KVA o mayores, ya que es insensible a fallas pequeñas.

En la figura 12 se muestran dos esquemas de protección con relevadores para detectar fallas de presión ya sean súbitas de gas ó de presión de aceite.

3.8 PROTECCION CONTRA SOBREFLUJO O SOBREEXCITACION

La sobreexcitación en transformadores produce daño térmico en la cubierta y núcleo debido al flujo magnético excesivo. El exceso de flujo satura la cubierta de acero y fluye en la estructura adyacente causando pérdidas en las corrientes de Eddy en la estructura, núcleo y materiales conductores adyacentes.

Aunque la condición no requiere de disparos de alta velocidad y la acción de instantáneos es indeseable, debido a que pueden cortar la operación del sistema cuando se presentan disturbios momentáneos que pueden ser fácilmente absorbidos, la operación normal debe ser rápidamente restablecida o el transformador deberá aislarse del sistema por lo menos uno o dos minutos.

Como el flujo es directamente proporcional al voltaje e inversamente proporcional a la frecuencia, la unidad de medida de la excitación esta definida en por unidad por la relación del voltaje entre la frecuencia (volts/hertz).

La sobreexcitación existirá siempre y cuando se excedan los límites de diseño del equipo.

La norma ANSI/IEEE C37 91-1985 indica en el punto 7.2.4 que los transformadores deben ser capaces de operar continuamente al 10% por encima del voltaje del secundario sin carga y sin exceder el límite de temperatura.

Los transformadores mas susceptibles de dañarse debido a la sobreexcitación son los de unidad o transformadores acoplados directamente al generador,

donde están sujetos bajo las siguientes condiciones de aceleración y desaceleración de la turbina.

1. Durante el arranque de la máquina estando el campo bajo el control del regulador de voltaje mientras aumenta la velocidad.
2. Durante el disparo de máquina dejando conectada la excitación para conseguir mas rápida desaceleración.
3. Aunque menos probable puede presentarse sobreexcitación durante un rechazo de carga.

Los relevadores de volts/hertz contra sobreexcitación tienen una característica lineal voltaje-frecuencia y operan cuando dicha relación excede determinado valor. Aunque normalmente los reguladores de voltaje cuentan con una característica de voltaje-frecuencia que evita la sobreexcitación, se recomienda el uso de este relevador como un respaldo contra mal funcionamiento del regulador, o para suministrar protección cuando el regulador está fuera de servicio.

Estos relevadores comúnmente operan con un timer adicional o integral, para retrasar el disparo de acuerdo con la capacidad particular del transformador protegido para soportar diversas condiciones de tiempo y magnitud de sobreexcitación.

La figura 13 muestra tres curvas típicas de tres fabricantes distintos donde se gráfica el valor máximo permisible de tiempo corte de sobreexcitación de transformadores para determinar la relación V/Hz necesarios para ajustar los relevadores.

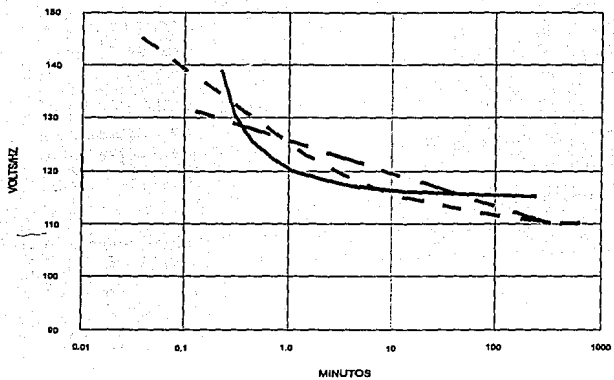


FIG 13.- LIMITES DE SOBREEJITACION PARA TRANSFORMADORES DE TRES FABRICANTES DIFERENTES.

CAPITULO 4. ESQUEMAS Y AJUSTE DE PROTECCIONES PARA MOTORES

4.1 INTRODUCCION.

Se presenta en este capítulo un resumen de la selección y aplicación de relevadores, en forma individual o en combinación, para una adecuada protección de motores de inducción y motores síncronos, en una planta generadora.

Como en otros sistemas dentro de una planta generadora es necesario considerar el costo y el tipo de la protección dependiendo de la función que desarrolla un motor, si es parte primordial del funcionamiento del sistema o realiza una función menos importante donde su inoperabilidad no es tan crítica.

Los dispositivos de protección para motores deben considerar los siguientes tipos principales de problemas:

- Fallas en los devanados o en las líneas de alimentación incluyendo la detección en fallas de corriente de fase y fallas a tierra.
- Protección de sobrecarga. Sobre cargas que provocan daños por sobretensión en los aislamientos de motor, además de las fallas de rotor bloqueado.
- Reducción del Voltaje o bajo voltaje. Cualquier reducción en el voltaje de alimentación afecta directamente al torque aplicado a la carga mecánica.
- Pérdida del sincronismo.

Cabe mencionar que en el caso de fallas internas , la magnitud de la corriente que fluye hacia una falla de este tipo es variable, depende principalmente de la impedancia de la fuente, del alimentador , y del tipo y lugar de la falla.

Cuando se produce una falla por cortocircuito, es necesario el aislamiento del motor de manera inmediata.

Es también necesario indicar que las protecciones deben ser seleccionadas y ajustadas para permitir el funcionamiento normal del motor.

4.2 DESCRIPCION DE LOS MOTORES DE INDUCCION Y SINCRONOS

Motores de Inducción. En estos motores el devanado del estator esta conectado directamente a las líneas y devanado del rotor recibe corriente por medio de inducción. Esta energía es transferida al rotor por medio del campo magnético.

Dependiendo de la fuente de potencia del devanado del estator este puede ser de tres, dos o una fase.

El devanado del rotor es diseñando también, para trabajar con 1, 2 o 3 fases, otra opción puede ser un diseño en el devanado de jaula de ardilla.

En un rotor devanado del motor de inducción los conductores del devanado están aislados y son llevados fuera del motor por medio de anillos deslizantes y los cuales conectados a un arrancador o dispositivo de control.

En el motor de inducción tipo de jaula de ardilla los conductores en el rotor no se encuentran aislados, y se alojan en la ranuras de este. Estos conductores están todos unidos a un anillo en cada extremo.

Como se puede deducir estas máquinas se les llaman así porque el voltaje del rotor, que produce tanto la corriente como el campo magnético de rotor, es inducido en el embobinado del rotor, en lugar de conectarse físicamente por medio de conductores. La característica que distingue a un motor de inducción es que no es necesaria corriente de campo de una fuente de C.D. para poner a funcionar a la máquina.

Motores Síncronos. Los motores polifásicos de este tipo tienen un estator con devanados muy similares a los encontrados en los motores de inducción ; pero el rotor en un motor síncrono es muy diferente a uno de inducción. Este rotor tiene polos, que son usualmente salientes, correspondientes en número a los polos del devanado del estator.

Los polos son devanados y formados por muchas vueltas de alambre. Se hace circular corriente directa (C.D.) a través del devanado para crear un campo magnético que alterna los polos con flujo magnético norte y sur.

La excitación por medio de C.D. al devanado de campo puede ser aplicada de diversas formas:

- Escobillas y anillos deslizantes
- Por medio de un sistema llamado "brushless", es decir, sin escobillas.

Este último método sin escobillas consiste de un excitador y un sistema de control montado en el elemento rotatorio.

Para arrancar un motor síncrono es necesario tener una cierta cantidad de barras en la cara de cada polo y cortocircuitar cada una, para formar una jaula de ardilla; a la cual se le conoce como amortiguador y es muy similar a la encontrada en un motor de inducción. Además durante el arranque el devanado de campo debe ser desconectado de la fuente de C.D. y cortocircuitado, a través de un resistor de descarga y arranque. Como se puede comprender, existen entonces dos campos magnéticos en la máquina y el campo del rotor tenderá a alinearse con el campo del estator, tal como dos barras imantadas trataran de alinearse si se encuentran una cerca de la otra. Puesto que el campo magnético del estator está girando, el campo magnético del rotor y el rotor mismo, trataran de alcanzarlo. El principio básico del funcionamiento del motor síncrono es que el rotor de la máquina trate de alcanzar al campo magnético giratorio del estator alrededor de un círculo, sin que llegue a alcanzarlo.

Las diferencias entre el control y protección de un motor síncrono y un motor de inducción están relacionadas con las diferencias en la construcción del rotor. Como la excitación es usualmente necesaria para la operación en sincronía del motor síncrono es necesario proveer de protecciones que detecten la pérdida de campo y la pérdida de sincronismo.

Aparte de estas diferencias en los rotores y algunas otras, dependiendo del fabricante, las formas de construcción son similares en estos tipos de motores,

por lo que los esquemas de protección aplicable a partes comunes son básicamente los mismos.

4.3 EFECTOS DE LA TEMPERATURA EN MOTORES

Como en todos los sistemas de aislamiento, los de los motores se ven afectados por el tiempo, pero estos tienden a deteriorarse mas rápido debido a una elevación de la temperatura. Este deterioro en los sistemas de aislamiento eléctrico de los devanados del estator es una causa común de reducción en la vida útil del motor; el efecto de la elevación de temperatura es reducir la capacidad del aislamiento en los conductores para soportar esfuerzos mecánicos y eléctricos, conduciendo a una falla generalmente presentada en los devanados.

Debe recordarse, que obtener de un motor un incremento de potencia con una mayor temperatura significa aceptar una reducción en su vida útil; sin embargo, cuando los motores son usados en servicios esenciales o críticos , tales como bombas contra incendios o bombas de agua de alimentación a calderas, el costo de la reducción en la vida del motor, debida a las condiciones de sobrecarga, debe ser comparado contra el costo y daño que resultaría de una interrupción del servicio de los mismos.

De acuerdo con las normas NEMA, los motores deben de operar en forma satisfactoria con carga nominal, con una variación de +/- 10% del voltaje nominal o +/- 5% de la frecuencia nominal o una combinación de las dos, siempre y cuando la suma de los valores absolutos de las desviaciones no exceda 10% y que la variación de la frecuencia no exceda +/- 5%.

Las variaciones en voltaje o frecuencia causan un incremento mayor al esperado en condiciones nominales en la temperatura de los devanados del estator. El incremento en la temperatura de operación causado por variaciones que se encuentran dentro de los límites definidos es permisible puesto que estas variaciones son características de disturbios de corta duración, por lo que se considera que no dañan considerablemente el aislamiento.

4.4 CRITERIO PARA SOBREPOTECCION DE SOBRECORRIENTE.

La función de las protecciones de sobrecorriente (50/51) en motores, es la de protegerlos contra corrientes anormales que pudieran presentarse en el circuito y dañarlo. Además se debe permitir que las corrientes normales de operación no disparen a ninguna protección permitiendo la correcta operación de los motores protegidos. Los límites de protección que el fabricante de motores debe proporcionar sirven para determinar las condiciones normales de operación de los dispositivos de protección.

Las curvas características tiempo-corriente de los motores están constituidas por las siguientes partes:

- Corriente de magnetización.
- Corriente a rotor bloqueado.
- Tiempo de aceleración.
- Tiempo de atascamiento máximo permitido.
- Corriente a plena carga.

Corriente de Magnetización. Es la corriente que circula a través de los devanados del estator del motor cuando este inicialmente es energizado, considerando para esto una corriente de aproximadamente 1.76 veces la corriente a rotor bloqueado, con una duración de 0.1 segundos.

Corriente a rotor bloqueado. Es la corriente del motor a velocidad cero, si su valor no se conoce, la letra código (NEMA) de placa puede utilizarse para determinarlo.

Tiempo de aceleración. Designa el tiempo de transición entre la corriente de arranque y la de plena carga del motor, y depende de la capacidad nominal (HP), par de arranque y la inercia de la carga.

Tiempo de atascamiento máximo permitido. El tiempo de atascamiento del rotor en un motor representa un punto de la curva límite de calentamiento definido por I^2 a corriente de rotor bloqueado. Este valor generalmente es proporcionado por el fabricante del motor.

Corriente a plena carga. Corresponde al valor de corriente que demanda el motor en condiciones de voltaje, potencia y frecuencia nominales. Este dato aparece normalmente indicado en la placa del motor, en caso de que no se conozca, pueden utilizarse datos típicos proporcionados por tablas de los fabricantes. La protección contra sobrecorriente deberá tener un ajuste en tiempo suficiente para permitir que circule la corriente de arranque del motor, de

tal manera que opere la protección en caso que se alcance el tiempo de atascamiento máximo permitido al motor.

4.5 PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASE

En la protección de sobrecorriente para motores grandes de alta tensión, se utiliza comúnmente un arreglo de relevadores 50/51 que a su vez están conectados a transformadores de corriente. Ver figura 5.

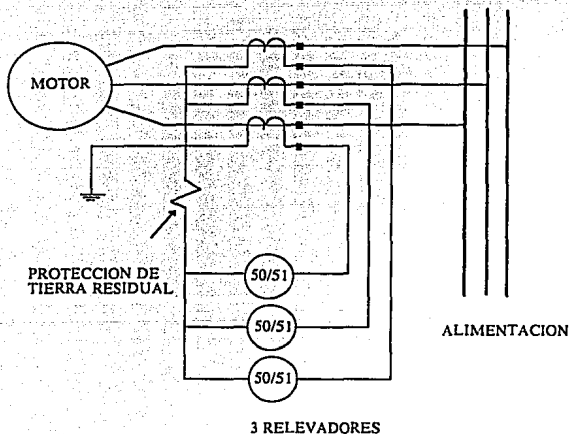


FIGURA 1. PROTECCION DE SOBRECORRIENT

Es importante señalar que al emplear relevadores de sobrecorriente para protección de rotor bloqueado debe tenerse un especial cuidado. La característica de corriente de arranque del motor, es una curva de corriente contra tiempo. La curva característica del relevador de sobrecorriente es una sucesión de puntos que indican el tiempo de operación con una corriente fija aplicada; si las dos curvas características se grafican, la característica del relevador de sobrecorriente puede estar en todos los puntos arriba de la curva característica de arranque del motor y aún así cerrarse los contactos del relevador durante el arranque.

Este tipo de protecciones puede estar formado por dos tipos diferentes de relevadores:

Tipo instantáneo (50) y un relevador de tiempo (51), o pueden encontrarse ambas en funcionamiento (50/51).

Para motores de 200 HP en adelante del tipo de jaula de ardilla es recomendable ajustar el disparo de la unidad instantánea para un 75% más de la corriente de arranque máxima. Esto puede variar si se tiene una transferencia automática o un cierre muy rápido.

En el caso de motores de inducción con rotor devanado, la corriente de arranque es baja debido a que se arrancan con resistencia externa al rotor, por lo que su contribución a una falla externa es mayor que su corriente de

magnetización cuando son operados con los anillos del rotor cortocircuitados. Para evitar disparos innecesarios, el ajuste de la protección de sobrecorriente instantánea debe ser dado en base a su contribución a una falla externa, para evitar el disparo en esta condición.

El uso de la unidad con retraso es para detectar fallas en el intervalo de aceleración hasta velocidad nominal en un intervalo de tiempo de arranque normal que quedara cubierto por esta unidad. Otras fallas que también se pueden detectar son las de motor atascado y de fase.

Los relevadores de sobrecorriente de tiempo para protección de motores pueden ser del tipo "tiempo largo". Estos dispositivos tienen la ventaja de contar con un amplio rango de taps disponibles y un ajuste continuo de tiempo, pero a su vez presentan diversas desventajas:

- Producen disparos más rápidos a lo deseado, esto es apreciable en la curva de característica del dispositivo. Esto provoca el no poder aprovechar la capacidad de sobre carga con que cuenta el motor desde su diseño y fabricación.

- Al no contar con un sistema de monitoreo térmico, estos dispositivos se restablecen relativamente rápido y no proporcionan protección a un nuevo arranque que se produzca en un tiempo corto, cuando el motor todavía no se ha restablecido.

- Al no contar con un sistema de monitoreo térmico pueden permitir sobrecargas cíclicas que pueden calentar progresivamente al motor y dañar el sistema de aislamiento de sus devanados.

Existen en el mercado relevadores de sobrecorriente con curvas que en la curva de arranque cubren el periodo de aceleración y que en la zona de corrientes mayores presentan un tiempo corto de "pick-up", para dar así una protección más rápida en el rango de corrientes de falla de alta magnitud.

4.6 PROTECCION CONTRA SOBRECARGA.

La sobrecarga puede producir que la temperatura en el estator pueda subir por arriba de los límites térmicos del diseño de los aisladores en los devanados.

Sin embargo en todas las operaciones en las que exista sobretemperatura el factor importante es el tiempo. La capacidad para almacenar calor en un motor de inducción es relativamente grande. Por periodos cortos de tiempo un sobrecalentamiento pequeño puede ser soportado sin daño debido a que los conductores almacenan calor en su masa y también en la masa del estator, armadura y los miembros estructurales del motor. Pero en contraste las temperaturas que se alcanzan en las condiciones de rotor bloqueado pueden ser muy altas y alcanzar niveles peligrosos para los aislamientos en muy pocos segundos esto es debido a las altas corrientes en este caso de falla. Es importante aclarar que debido al corto tiempo en el se alcanza una temperatura alta la disipación del calor no es alta pues no llega a otras parte masivas del motor.

La selección y aplicación de dispositivos de protección contra sobrecarga debe estar basada en una corriente mayor que la nominal, que puede ocurrir si se permite al motor operar con carga nominal en el rango permitido de variaciones de frecuencia y voltaje. En la mayoría de los motores los dispositivos de

protección contra sobrecarga son ajustados para 115% de la corriente nominal para evitar disparos indebidos y soportar las operaciones normales del motor desde el arranque.

Usualmente la protección contra sobrecarga de motores es proporcionada por relevadores ANSI 49, que pueden recibir señales de corriente, de temperatura, o ambas. Se utilizan básicamente alguno de estos relevadores.

Relevador 49 con uso de señales de corriente.

Este relevador esta formado por una unidad calefactora y una unidad de disparo instantáneo., utiliza también un transformador de corriente de linea.

Este relevador esta diseñado para tener una curva de operación muy cercana a la curva de calentamiento del motor. La unidad calefactora de tipo "replica" puede mantener una curva muy cercana a la curva de calentamiento del motor durante un rango grande y evita el uso de relevadores de tiempo largo, y puede considerar la cantidad de calor presente aún antes de que ocurra la sobrecarga. La figura 2 muestra un relevador de este tipo.

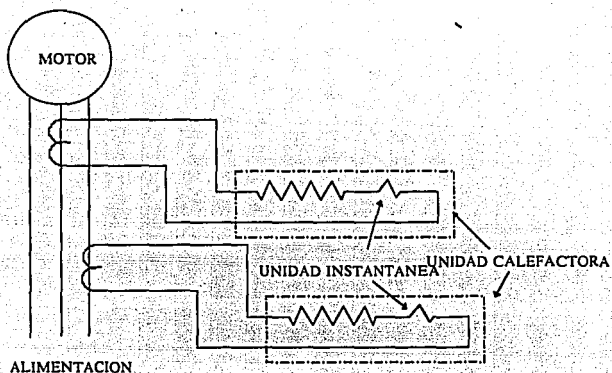


FIG. 2 PROTECCION TERMICA DE SOBRECARGA DE UN MOTO

Este tipo de relevadores realiza una compensación de temperatura para minimizar los efectos de las diferentes temperaturas entre el motor protegido y la ubicación del relevador. Es usual encontrar relevadores con dos unidades calefactoras para aplicaciones de más de una fase. Este tipo de relevadores pueden disparar una alarma o desconectar el motor, algunos relevadores en el mercado pueden realizar las dos tareas.

La unidad de disparo instantáneo, del tipo "n", opera con sobrecorriente y proporciona la protección contra cortocircuito. El ajuste de estos es un poco más complicado debido a los transitorios de C.D. encontrados al arrancar motores grandes. Esto se realiza ajustándolo con varios arranques sucesivos del motor y dándole un 10% mas de protección para que la unidad no se dispare en el

arranque. Estos valores pueden ser del 160% al 170% de la corriente a rotor bloqueado , pero es posible encontrar valores de hasta un 250%.

Relevador 49 con Señal de Temperatura

Este relevador , mostrado en la figura 3. esta constituido por un miliamperímetro de C.D. o C.A. calibrado en °C; opera cuando la temperatura del estator del motor protegido alcanza el valor de ajuste de temperatura del relevador. El relevador forma el elemento central de un puente de Wheatstone que consiste de 3 resistencias de balance dentro del relevador y de un elemento sensor que se localiza en las ranuras del estator del motor.

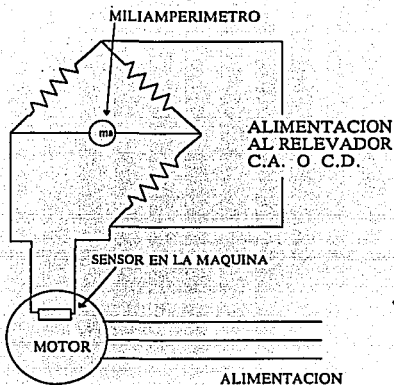


FIG. 3 PROTECCION DE SOBRETENPERATURA DE UN

Este relevador se aplica normalmente para protección de motores de 1000 HP en adelante.

Relevador 49 con señales de Corriente y de temperatura

Este tipo de relevador proporciona una protección a una sobrecarga o sobretensión para motores de 1000 HP en adelante.

Este es un relevador de disco de inducción que se dispara cuando las dos siguientes condiciones se presentan al mismo tiempo:

- La temperatura del devanado del estator en el motor protegido ha alcanzado la temperatura preestablecida para el disparo.
- La corriente que fluye en el motor alcanza un valor predeterminado para el disparo del relevador.

Es importante mencionar que las dos situaciones deben estar presentes en el motor protegido para que el relevador opere.

El polo de inducción de la parte superior forma la parte central del puente de Wheatstone. Dos detectores de cobre se encuentran situados en las ranuras del estator y sirven como dos de los brazos del puente y están balanceadas con las otras dos resistencias dentro del relevador que forman los otros dos brazos del puente.

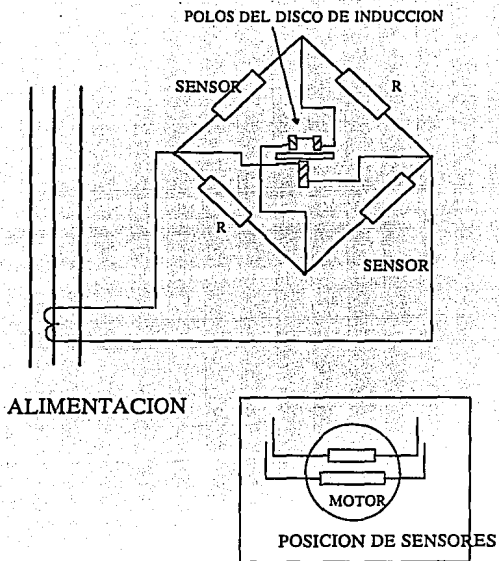


FIG.4 PROTECCION DE SOBRECARGA DE UN MOTOR CON SE DE CORRIENTE Y TEMPERATURA

La figura 4 Muestra el diagrama de este tipo de relevador, el cual proporciona protección de temperatura y sobrecarga a motores; su uso es recomendable para motores con potencia de 1000 HP en adelante.

El relevador y los dos sensores en el motor están conectados formando un puente de Wheatstone que es energizado por un transformador de corriente en una de las fases del motor. La resistencia de los sensores aumenta a medida que aumenta la temperatura del motor. El relevador está diseñado para que cuando detecta temperaturas por debajo de la temperatura de balance el polo superior del disco de inducción realice un par que abra el relevador evitando el disparo. Los sensores se colocan en el motor. La gráfica solo muestra el puente de Wheatstone para apreciar el concepto de funcionamiento.

Cuando la temperatura de los sensores rebasa la temperatura de balance, la resistencia de los mismo se incrementa, haciendo que la corriente en los polos del disco de inducción fluya en el sentido que produce par que cierra el contacto.

Rotor Bloqueado o falla al acelerar.

Cuando un Motor falla en la etapa de arranque o aceleración después de haber sido energizado, este se somete a un calentamiento extremo; que puede deberse a falla mecánica o de alguna de las fases en la alimentación del voltaje trifásico. En estas condiciones, las corrientes del devanado del estator pueden variar desde 3 a 7 o aún más veces la corriente nominal, dependiendo del diseño del motor y de la impedancia del sistema de alimentación. En la figura 4 se muestra una curva representativa del arranque de un motor, junto con la curva de capacidad térmica del mismo.

Otro factor que es importante, es el calentamiento en el devanado del estator puede llegar a ser de 10 a 50 veces más que en operaciones normales y tomando en cuenta que el estator no cuenta con la ventilación que le proporcionaba el rotor en movimiento. Esta sobretemperatura puede ser prevenida si se monitorea la corriente de línea y se interrumpe cuando su magnitud sea demasiado grande. Es importante recordar que los motores por diseño y operación soportan altas corrientes por un periodo muy corto durante la aceleración, por lo tanto es necesario incorporar algunos dispositivos de retardo en el sensor de la corriente de línea, para poder dejar al motor operar normalmente. Otra posibilidad es usar un monitoreo de temperatura acoplado a uno de sobrecorriente.

El tiempo de arranque para un motor es muy variable pues depende del diseño del motor, las características del par y la inercia de la carga. El tiempo puede variar entre aproximadamente 2 y 20 segundos; pero debe ser analizado y determinado para cada caso. Los relevadores de sobrecarga usados para proteger contra la condición de rotor bloqueado deben ser capaces de conducir la corriente de arranque durante prácticamente todo este período sin operar.

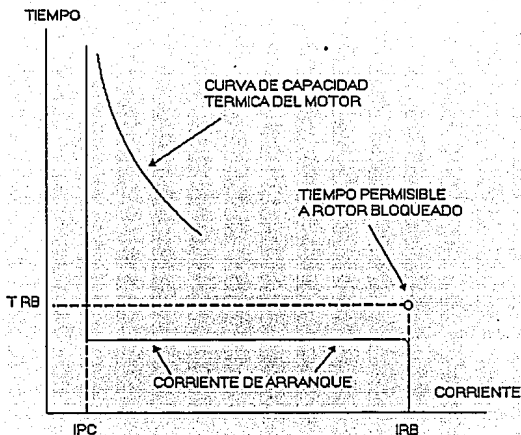


FIG. 5 CURVA DE CAPACIDAD TERMICA DE UN MOTOR

Esta figura 5 muestra una gráfica de tiempo contra corriente, y el relevador que no debe de interferir con la corriente de arranque que se muestra, es decir, que su curva de comportamiento no debe de interferir o encimarse a la curva que muestra el arranque del motor hasta llegar a la corriente nominal a plena carga. En general, los relevadores de sobrecarga ofrecen diferentes características tiempo-corriente, con el objeto de aproximarse a las curvas de sobrecalentamiento de los motores con diferentes límites térmicos. Es deseable obtener del fabricante la característica de calentamiento del motor y graficar las curvas del motor y del relevador para verificar la protección obtenida.

4.7 PROTECCION DE SECUENCIA NEGATIVA

La corriente de secuencia negativa es ocasionada por el motor en el sistema durante condiciones de voltaje no balanceado, esto puede ser por fase abierta, fallas en una fase o carga no balanceada. Estas corrientes de secuencia negativa inducen corrientes de frecuencia doble que fluyen en el rotor y en los devanados amortiguadores. La magnitud de las frecuencias dobles dependen del lugar de la falla, de la inducción mutua y de la impedancia del motor y del sistema. El daño al rotor esta en función del desbalance de las corrientes del estator.

Esta protección esta proporcionada por un relevador ANSI 46 que responde a la componente de secuencia negativa de las corrientes de fase y evita una contribución prolongada a fallas prolongadas de cargas no balanceadas.

Este relevador es de tiempo inverso, con una característica $I^2 t = k$ lo que significa que su tiempo de operación es inversamente proporcional al cuadrado de la componente de secuencia negativa de la corriente trifásica. Este relevador debe ajustarse para un valor "K" ligeramente menor a la característica del motor.

4.8 PROTECCION DE FALLA A TIERRA.

En sistemas sólidamente aterrizados , los relevadores de sobrecorriente de fase proporcionan cierta protección de falla a tierra, Con motores donde mayor sensibilidad en la protección contra falla a tierra es necesaria, deben emplearse relevadores específicos de tierra; estos relevadores pueden aplicados en "conexión residual" o como "sensores de tierra" con el empleo de

un transformador de corriente toroidal que abarca los conductores de las 3 fases.

En teoría, el relevador 51G debe operar sólo con corriente de secuencia cero debido a fallas a tierra. En la realidad, se pueden encontrar corrientes que fluyen en este circuito residual, debido a salidas desiguales de los transformadores de corriente de fase. Esto puede ser ocasionado por "burdens" diferentes, diferencias en características de los transformadores de corriente causadas por diferencias en la fabricación o saturación causada por altas corrientes de arranque del motor; esto hace a menudo necesario el uso de relevadores instantáneos de falla a tierra en conexión residual.

Al usar 2 en lugar de 3 relevadores en los sistemas trifásico o con 3 impedancias diferentes producirán un aumento en el efectos de las corrientes residuales falsas o diferencias en características de los transformadores de corriente causadas por diferencias de manufactura, y saturación causadas por altas corrientes de arranque del motor, esto hace a menudo necesario el uso de relevadores residuales con retardo de tiempo, de tal forma que no ocurran disparos indebidos. por esta razón es inconveniente emplear relevadores instantáneos de falla a tierra en conexión residual.

Este tipo de relevador 51G en conexión residual es comúnmente del tipo de inducción con tiempo corto o de tipo extremadamente inverso. Se ajusta con 0.5 A y dial 1. En el caso de que los transformadores de corriente sean de alta relación se utiliza un relevador de 0.2 A para poder reducir el "pick-up".

Se utiliza la combinación de 3 relevadores, uno en cada fase, y uno de tierra en un tipo de conexión residual con tres transformadores de corriente para poder formar una protección de falla a tierra y de fase.

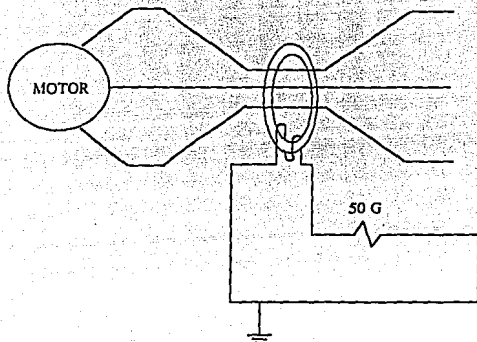


FIG.6 PROTECCION CON SENSOR DE TIERRA DE UN MOTOR

La figura 6 muestra un relevador de sobrecorriente instantáneo 50G como sensor de tierra, se utiliza como una alternativa para una protección sensible de falla a tierra.

El transformador de corriente toroidal abarca los tres conductores de fase; de esta manera las corrientes de secuencia negativa y positiva, incluyendo sus componentes de C.D., serán canceladas, evitando un disparo en falso y sólo la corriente de falla a tierra circulará por el relevador.

Este relevador es ajustado comúnmente para disparar con corriente primaria de falla a tierra entre 5 y 20 A; la relación de los transformadores de corriente tipo ventana suele ser 50:5 a; con corrientes de fase de valor bajo. Para tener una buena sensibilidad se utiliza una relación de 25:5 A y no se usan taps demasiado bajos en el relevador.

Para efectos de la coordinación de protecciones este relevador suele ser del tipo instantáneo, ya que no existen otras protecciones abajo de este y no es necesario un retardo en su disparo.

La conexión del relevador con transformadores de corriente tipo sensor de tierra proporciona generalmente una sensibilidad muy superior a la conexión residual, pues en ésta la relación de transformadores de corriente de fase es habitualmente grande, lo que significa menores corrientes secundarias de falla a tierra.

4.9 PROTECCION DE TIERRA DEL SISTEMA

En el caso que un grupo de motores sea alimentado por un transformador con el neutro conectado a tierra las fallas, pueden ser detectadas en la conexión del neutro del transformador.

Un transformador de corriente con un relevador de sobrecorriente de tiempo 51N es insertado en el conductor de neutro para sistemas aterrizados sólidamente y a través de resistencia, como se muestra en la figura 7.

Este relevador debe coordinarse con los relevadores de tierra de cada uno de los alimentador para evitar el disparo de un bus completo por una falla a tierra en un alimentador.

Ver figura 7.

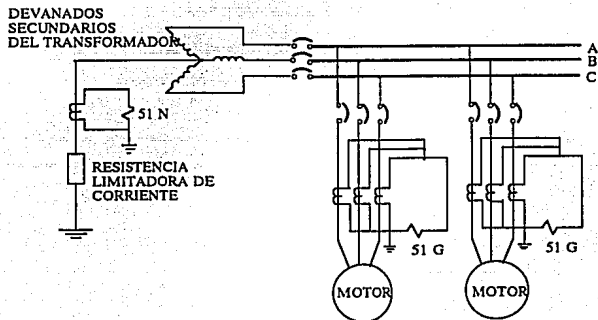


FIG. 7 PROTECCION DE FALLA A TIERRA DE UN SISTEMA QUE ALIMENTA A MOTORES

En el caso de los sistemas conectados en delta o sistemas no aterrizados se utiliza un sistema de protección formado por transformadores de potencial con el devanado primario conectados en estrella y los secundarios conectados en delta rota; en esta parte será donde se conecta una resistencia de carga en paralelo con un relevador de voltaje (59G). Ver figura 8.

Este relevador debe ser insensible a la tercera armónica.

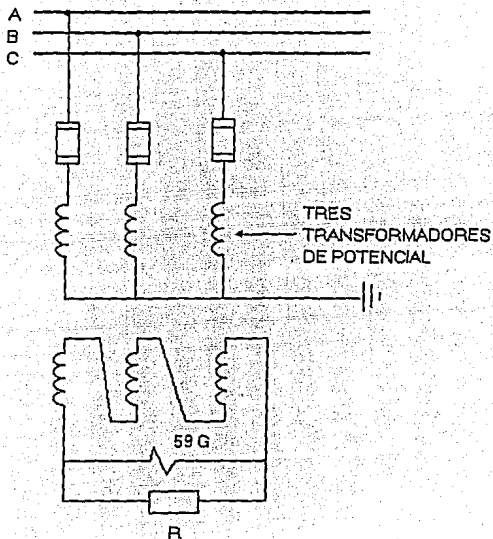


FIG. 8 DETECCIÓN DE FALLA A TIERRA
EN UN SISTEMA NO ATERRIZADO

4.10 PROTECCION DE FALLA A TIERRA DEL ROTOR.

Para los motores de inducción de jaula de ardilla no se considera necesaria la protección debido a su diseño.

Cuando la alimentación al campo de un motor síncrono opera por arriba de tierra, no se requiere una conexión a tierra en el rotor dispere de manera inmediata pero si es aconsejable una alarma. Ver figuras 9 y 10.

La sensibilidad de estos circuitos se ve reducida cuando una conexión a tierra aparece cerca del centro del devanado del rotor o la fuente de potencia.

Otro método se muestra en la figura 10. Sin el varistor una falla a tierra en el centro del campo del devanado producira cero voltaje en el dispositivo 64F.

En el varistor cualquier cambio en el voltaje provocara que se mueva de cero ya que este no es lineal y el voltaje en el dispositivo 64 no será cero y producira su operación.

Se aconseja también conectar el dispositivo en el campo de la fuente de D.C. para evitar disparos y revisar la tierra antes de sincronisarse.

Cuando aparece una segunda conexión a tierra en el campo del motor cortocircuita parte del devanado, lo que provoca calentamiento vibraciones rozamiento entre rotor y estator y algunos daños mas de gravedad

En el caso de los motores de inducción, la protección para fallas en el rotor normalmente no se considera necesaria debido a la construcción del rotor jaula de ardilla. El caso es diferente en los motores síncronos que sí deben incluir protección contra falla a tierra en el campo rotatorio.

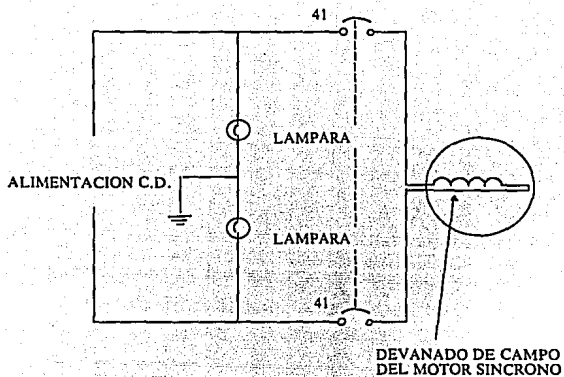


FIG. 9 DETECCION DE FALLA A TIERRA EN EL CAMPO DE UN MOTOR SINCRONO

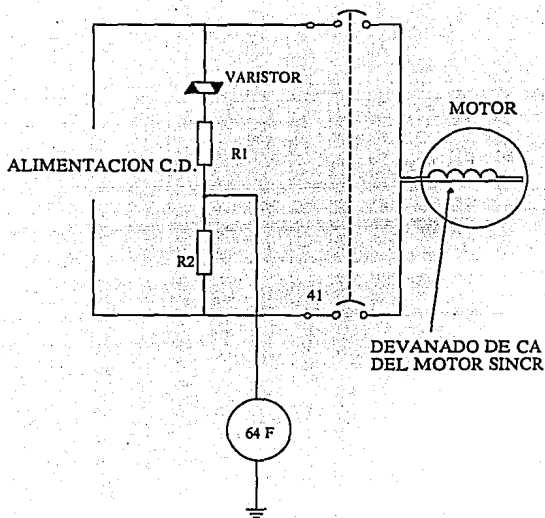


FIG. 10 PROTECCION DE FALLA A TIERRA EN EL DE UN MOTOR SINCRONO

4.11 PROTECCION DIFERENCIAL.

Este tipo de protección utiliza un arreglo de relevadores que compara la corriente que entra a un devanado con la que sale del mismo.

Esta protección protege a un motor contra fallas de pequeña magnitud durante cargas normales, y no se activara en caso de fallas externas de alta magnitud, o en periodos de arranque. Los relevadores diferenciales no pueden detectar fallas de vueltas en el mismo devanado.

En la figura 11 se puede apreciar un arreglo para 3 fases.

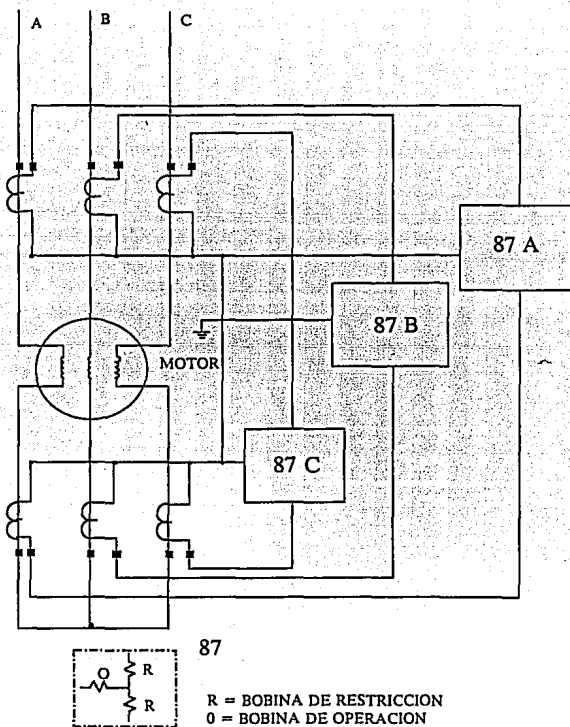


FIG. 11 PROTECCION DIFERENCIAL CONVENCIONAL DE UN MOTOR CONECTADO EN ESTRELLA.

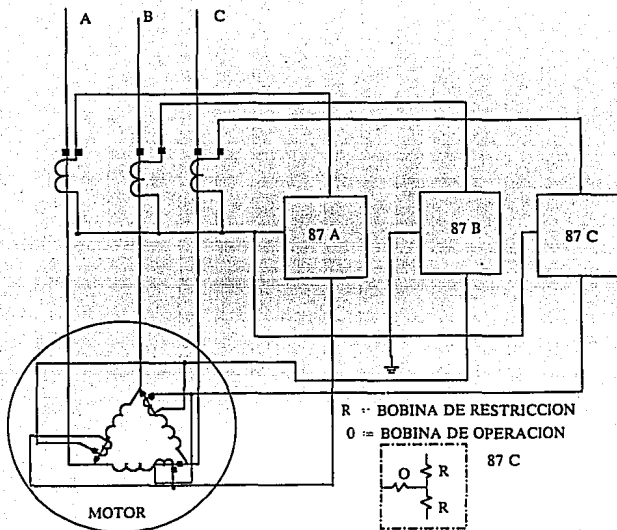
Los relevadores responden al porcentaje de diferencia entre la entrada y salida de las corrientes. Los transformadores de corriente tienen que tener características idénticas y no deben ser usados para otro propósito sin antes revisar su comportamiento.

Como se puede apreciar en la figura 11 es necesario tener 6 accesos a los cables del devanado y neutro, y para esto es necesario especificarlo cuando se compra el motor. La función de los transformadores de corriente es llevar corriente de carga y su relación debe ser calculada con esa base.

En cada relevador las 2 corrientes provenientes de cada par de transformadores de corriente, son restadas y si son iguales la resta será cero pero si son diferentes existirá una corriente de falla que dispara el relevador en esa fase.

Para un motor en delta se colocan 3 transformadores de corriente en estrella en las líneas y 3 transformadores de corriente en los devanados en delta, esto para corregir la diferencia entre la línea y cada uno de los devanados.

En el uso del relevador 87 se utiliza un 25% como margen de seguridad para evitar disparos en falso, sobre todo cuando hay diferencias importantes en los transformadores de corriente.



**FIG.12 PROTECCION DIFERENCIAL CONVENCIONAL
DE UN MOTOR CONECTADO EN ESTRELLA.**

En la figura 13 se puede apreciar un circuito diferencial de autobalance. Los transformadores de corriente son de los llamados tipo ventana. Se les conecta en cada fase con 2 terminales, una de línea y otra de neutro, a través de este, con lo cual provocaran en estado normal una anulación de corriente. Si existiera una falla en las fases o a tierra en los devanados provocaría que no se anularan las corrientes y dispararía el relevador 87.

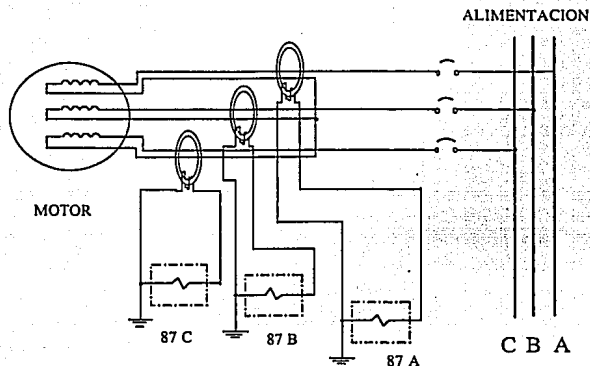


FIG. 13 PROTECCION DIFERENCIAL DE AUTOBALANCE DE UN MOTOR CON DEVANADOS EN ESTRELLA

La desventaja de esta protección es el no poder detectar fallas en los cables de alimentación por tener los transformadores de corriente instalados en el motor. Para evitar problemas en la coordinación de protecciones en motores grandes se debe de usar la protección diferencial convencional, pues aparte de proteger los cables del motor se obtiene una coordinación entre la protección diferencial del motor y de sobrecorriente del alimentador

4.12 PROTECCION CONTRA BAJO VOLTAJE.

Para un motor que tiene una carga constante las variaciones en el voltaje causaran en la corriente variaciones inversamente proporcionales de corriente, es decir, una baja en el voltaje balanceado causara una sobre corriente trifásica balanceada. A caídas de voltaje le seguirán aumentos en la corriente.

En los casos de motores de inducción y motores síncronos se produce calentamiento excesivo en los devanados ya sea del estator y el rotor o solo en el estator, respectivamente.

Este tipo de protección es básicamente un relevador que se dispara cuando el voltaje de entrada es menor a un valor predeterminado.

Este tipo de dispositivo cuenta con un retraso de tiempo proporcionado por otro relevador auxiliar. También se pueden usar dispositivos con elementos de retraso integrados muy breves para evitar los disparos en condición de bajo voltaje en operación normal como el arranque.

El nivel del disparo del relevador es por lo regular ajustado a un 80% del nivel de voltaje normal. En los casos en los que el voltaje baje durante el arranque mas de este 20% es necesario el uso de un dispositivo de tiempo para activar la protección después del arranque de motor. Este tiempo por lo regular es de 2 o 3 segundos. Es necesario revisar este ajuste a cada motor debido a variaciones que pueden presentarse de fabricante a fabricante o tipo de motor.

En los dispositivos de tipo de inducción, el retraso es proporcional al grado de bajo voltaje, se ajustan a tiempos de 1.25 s a 2.0 s. cuando el voltaje baja de un nivel normal a cero. El relevador automáticamente dará un tiempo más largo cuando el voltaje baje de un nivel normal a un valor intermedio.

La aplicación de este tipo de protecciones debe ser analizado con especial cuidado, pues es posible sacar de servicio un motor que realiza una operación crítica para un sistema.

Este puede ser el caso de un motor de una bomba de agua, ventiladores, que estén siendo usados en una central generadora; si fueran sacados de operación por una baja en el voltaje producirían problemas catastróficos. En este caso es preferible su operación en condiciones de bajo voltaje y solo sería necesario el activar una alarma.

4.13 PROTECCION DE PERDIDA DE SINCRONISMO.

Este tipo de fallas en los motores síncronos puede tener diversas razones. Entre las más conocidas se encuentran la baja en el nivel de voltaje de alimentación, la carga en el eje del motor es demasiado grande para sus especificaciones, alguna falla en el sistema de excitación del motor, algunas falla en el sistema de alimentación.

Esta pérdida del sincronismo se puede dividir en etapas:

- La corriente del estator aumenta.
- Disminuye el voltaje terminal.
- Voltaje inducido en el rotor con la frecuencia del deslizamiento.
- Flujo de reactivos hacia el motor.

Esta pérdida del sincronismo se puede detectar en la C.A. en el campo o en el ángulo del factor de potencia por lo que también son conocidas este tipo de protecciones como "Protecciones de factor de potencia" o relevadores de factor de potencia.

La pérdida del sincronismo del motor es detectada por un dispositivo 55, cuando es debida a cargas excesivas o pérdida de la excitación. Este tipo de falla produce una corriente muy alta en la línea y un posible daño físico al motor. Algunos de estos dispositivos tienen un ángulo de factor de potencia ajustable y un dispositivo de retraso en tiempo. Estos por lo regular se usan para desconectar al motor de la línea y en muy raras ocasiones disparar una alarma. Se ajustan para cerrar contactos cuando el motor se atrasa de su factor de potencia unitario a unos $120^\circ - 150^\circ$

Estos dispositivos usualmente utilizan un transformador de corriente con un relevador instantáneo de C.A. en la parte del secundario. Al aparecer la pérdida de sincronismo, componentes de corriente alterna aparecerán en la corriente de campo y llegarán al relevador. Esta corriente estará a una frecuencia del deslizamiento, la cual al llegar a cierto nivel disparará el relevador.

La mayoría de estos relevadores no entran en funcionamiento hasta que el motor ha alcanzado la velocidad de sincronía y el campo ha sido aplicado. Esto se logra con un dispositivo de tiempo acoplado al sistema de protección.

También es posible encontrar relevadores no ajustables y operando con el factor de potencia de la línea de corriente.

En motores de 400 HP o más se puede encontrar un relevador de pérdida de campo, que se use para detectar el flujo de voltamperes reactivos que van hacia la máquina, y tienen un elemento direccional y otro de impedancia. Este relevador también es usado para detectar las pérdidas de sincronismo.

CAPITULO 5. COORDINACION DE PROTECCIONES.

5.1 EQUIPOS CONSIDERADOS Y SUS LIMITES DE PROTECCION

En un estudio de coordinación de protecciones de dispositivos de sobrecorriente, es necesario considerar las características de operación normal y de daño de los transformadores, motores, centros de distribución y cables.

Los generadores no se consideran en éste capítulo ya que siendo el equipo más importante de una central generadora, se ha dedicado un capítulo completo para sus protecciones, además las protecciones de sobrecorriente del generador se pueden considerar como un respaldo de las protecciones de los demás dispositivos.

Los límites de operación normal y de daño de los transformadores, motores, centros de distribución y cables se denominan Límites de Protección. Estos Límites de Protección se utilizan en los estudios de Coordinación de Protecciones para delimitar las zonas de operación de los dispositivos de protección en las gráficas Tiempo-Corriente.

Los Límites de Protección para cada uno de los elementos del sistema se explican a continuación.

5.1.1 TRANSFORMADORES

a) Curva ANSI.- Cuando un transformador experimenta un corto circuito, es sometido a grandes esfuerzos mecánicos y térmicos. La Curva ANSI (American National Standards Institute) representa la máxima capacidad que puede soportar un transformador bajo éstas condiciones de falla sin sufrir daño.

El primer paso para determinar la curva ANSI de un transformador es verificar que su impedancia no sea menor a la indicada en la tabla 1. En caso de no cumplirse la condición anterior, la curva que se obtiene mediante este procedimiento no coincidirá necesariamente con la curva de daño del transformador y seguramente la impedancia del transformador estará fuera de norma.

IMPEDANCIAS MINIMAS

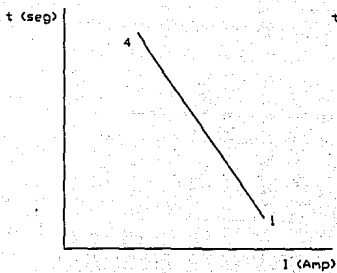
MONOFASICO KVA	TRIFASICO KVA	Impedancia mínima Z_t en por unidad en base a los KVA del transformador
5 - 25	15 - 75	0.0250
37.5 - 100	112.5 - 300	0.0286
167 - 500	500	0.0400

TABLA 1

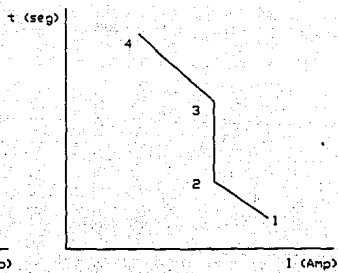
Los transformadores se clasifican de acuerdo con la tabla 2 en cuatro categorías que determinan la forma de la curva ANSI representada en la figura

1.

CURVAS ANSI



CATEGORIA I



CATEGORIA II, III Y IV

FIGURA 1.

CATEGORIAS DE TRANSFORMADORES

KVA nominales de placa (devanado principal)		
CATEGORIA	MONOFASICOS	TRIFASICOS
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1,667	501 - 5,000
III	1,668 - 10,000	5,001 - 30,000
IV	arriba de 10,000	arriba de 30,000

TABLA 2

Los puntos de la curva ANSI se obtienen realizando los cálculos que se indican en la tabla 3 y multiplicando los valores de la corriente obtenidos por el factor ANSI de la tabla 4 de acuerdo con su tipo de conexión.

PUNTOS DE CURVA ANSI

PUNTO	CATEGORIA DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (Amperes)
1	I	$1,250 (Zt)^2$	I_{pc} / Zt
	II	2	I_{pc} / Zt
	III, IV	2	$I_{pc} / (Zt + Zs)$
2	II	4.08	$0.7 I_{pc} / Zt$
	III	8.0	$0.5 I_{pc} / (Zt + Zs)$
3	II	$2,551 (Zt)^2$	$0.7 I_{pc} / Zt$
	III, IV	$5,000 (Zt + Zs)^2$	$0.5 I_{pc} / (Zt + Zs)$
4	I, II, III, IV	50	$5 I_{pc}$

TABLA 3

Donde:

- Zt Impedancia del transformador en por unidad en base a los KVA con enfriamiento OA.
- Zs Impedancia de la fuente en por unidad en base a los KVA del transformador con enfriamiento OA.
- Ipc Corriente de Amperes a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

FACTOR ANSI











CONEXION DEL TRANSFORMADOR	FACTOR ANSI
	0.87
	0.58
	1.00
	1.00
	1.0
 TIFO NUCLEO	0.67
 TIPO ACORAZADO	1.00
	1.00
	1.00
	1.00

TABLA 4

b) Límites NEC.- Para determinar el ajuste máximo de un interruptor o la capacidad máxima nominal para el caso de un fusible en la protección de transformadores, se recomienda utilizar los valores indicados por el NEC (National Electric Code). Estos valores máximos de ajuste se obtienen de la tabla 5. Estos valores están en función de la corriente a plena carga del transformador.

LIMITES NEC

PRIMARIO		SECUNDARIO				
		ARRIBA DE 600 V	600 V O MENOS			
IMPEDANCIA TRANSF (Z%)	VOLTAJE (V)	AJUSTE INTER (%)	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	AJUSTE INTER. (%)	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	INTERERRUPT O FUSIBLE (%)
TODAS		300	250	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA
Z% ≤ 6	ARRIBA	600	300	300	250	250 **
6 < Z% ≤ 10	DE 600 V	400	300	250	225	250 **
TODAS		125	125	---	---	NINGUNA
Z% ≤ 6	600 V	250	250	---	---	125
6 < Z% ≤ 10	O MENOS	600	600	---	---	*
		400	400	---	---	*

* PROTECCION TERMICA DE SOBRECARGA COORDINADA

** PARA INSTALACIONES NO SUPERVISADAS ESTE VALOR DEBE SER 125

TABLA 5

c) Capacidad de Sobrecarga.- La capacidad de sobrecarga de un transformador es la máxima potencia que se le puede demandar sin rebasar sus límites normales de operación y depende de su temperatura de diseño y tipo de enfriamiento. La capacidad de sobrecarga se obtiene multiplicando el valor de la corriente a plena carga del transformador por los factores correspondientes a su tipo de enfriamiento y elevación de temperatura obtenidos de la tabla 6.

CAPACIDAD DE SOBRECARGA

TIPO DE TRANSFORMADOR	CAPACIDAD KVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA ELEVACION	
		TIPO	FACTOR	FACTOR	FACTOR
SECO	≤ 2,500	AA	1.00	150 °C	1.00
		FA	1.30		
CENTRO DE CARGA	≤ 2,500	OA	1.00	55 / 65 °C	1.12
	< 500	FA	1.00	65 °C	1.00
				55 / 65 °C	1.12
				65 °C	1.00
CARGA	> 500	FA	1.15	55 / 65 °C	1.12
	≤ 2,000			65 °C	1.00
	> 2,000	FA	1.25	55 / 65 °C	1.12
				65 °C	1.00
SUBESTACION PRIMARIA		OA	1.00	55 / 65 °C	1.12
		FA	1.33	55 °C	1.00
				55 / 65 °C	1.12
				55 °C	1.00
FOA	1.67		55 / 65 °C	1.12	
			55 °C	1.00	

TABLA 6

d) Corriente de magnetización.- Como ya se mencionó anteriormente en el capítulo de protección de transformadores , la corriente que demanda el transformador en el momento que es inicialmente energizado es normalmente varias veces la corriente a plena carga, pero su duración es pequeña. Esta corriente es variable y depende principalmente del magnetismo residual y del punto de la onda de voltaje aplicado cuando ocurre la energización del transformador.

Para fines prácticos las recomendaciones normalizadas indican que la corriente de magnetización de un transformador es considerada como un múltiplo de su corriente nominal, el cual varía de acuerdo a la capacidad nominal del transformador como se indica en la Tabla 7.

MULTIPLoS PARA CORRIENTES DE MAGNETIZACION

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR KVA	MULTIPLo
KVA < 1,500	8
1,500 ≤ KVA ≤ 3,750	10
3,750 < KVA	12

TABLA 7

Es importante recordar que para fines de un estudio de coordinación de protecciones, esta corriente circulará únicamente por el primario del transformador y su duración se considera siempre de 0.1 segundos.

5.1.2 MOTORES

Al igual que los demás equipos del sistema eléctrico, los motores tienen límites normales de operación y límites de daño. Estos límites se pueden resumir en lo siguiente:

a) Corriente de Magnetización.- Un motor presenta en el momento del arranque durante un periodo de 0.1 s. una demanda de corriente a través de los devanados del estator cuyo valor equivale aproximadamente a 1.76 veces la corriente a rotor bloqueado, esta corriente se denomina corriente de magnetización.

b) Corriente a Rotor Bloqueado.- El valor de esta corriente está dado por el código NEMA que aparece en la placa del motor. Es la corriente que demanda el motor cuando su rotor está frenado o atascado.

c) Tiempo de Aceleración.- Es el periodo que requiere el motor para vencer su inercia y la de su carga hasta tomar su corriente a plena carga.

d) Tiempo de Atascamiento Máximo Permitido.- Es el tiempo máximo que puede soportar un motor con el rotor atascado sin sufrir daños por calentamiento. Las protecciones contra sobrecorriente deben ajustarse para operar antes de alcanzar este tiempo.

e) Corriente a Plena Carga.- Al valor de corriente que demanda un motor operando en condiciones de potencia, voltaje y frecuencia nominales se le denomina corriente a plena carga o corriente nominal.

Al proteger contra sobrecarga un motor, en el ajuste de los dispositivos de protección contra sobrecorriente se debe tomar como límite máximo el porcentaje de la corriente a plena carga del motor indicado en la tabla 8.

SOBRECARGA EN MOTORES

CONSIDERACIONES	MAXIMO AJUSTE
Si $F_s \geq 1.15$ o $T \leq 40$ °C	125
Todos los demás	115

Donde:

F_s = Factor de servicio

T = Elevación de temperatura en °C

TABLA 8

5.1.3 CENTROS DE DISTRIBUCION

Cuando se protege un centro de distribución mediante un interruptor, el ajuste debe ser tal que se evite el disparo debido a las contribuciones de corriente de falla de los motores alimentados por el centro de distribución al presentarse una falla en el bus adyacente.

El ajuste de las protecciones debe contemplar la circulación de la corriente de magnetización del motor de mayor capacidad más la corriente nominal del resto de la carga.

5.1.4 CABLES

En los criterios para la protección de cables se debe asegurar que la curva del dispositivo de protección quede por debajo de la curva de daño del cable, los valores de corriente de los ajustes de los interruptores nunca deberán ser mayores al 600% de la capacidad de los cables.

El cálculo de la curva de daño de un cable se realiza mediante las siguientes ecuaciones:

Para Cobre:

$$(I/CM)^2 (t) = 0.0297 \text{ Log}_{10} [(t_f + 234.5) / (t_o + 234.5)]$$

Para Aluminio:

$$(I/CM)^2 (t) = 0.0125 \text{ Log}_{10} [(t_f + 228.1) / (t_o + 228.1)]$$

Donde:

I = Corriente que circula por el cable [Amperes].

CM = Calibre del conductor [Circular Mils].

t = Tiempo en que circula la corriente [segundos].

t_0 = Temperatura inicial antes de un cambio de corriente [°C].

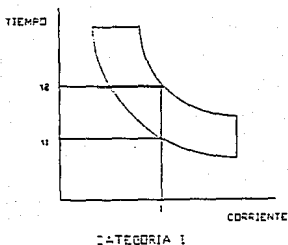
t_f = Temperatura final después de un cambio de corriente [°C].

5.2 PRINCIPALES DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

Una vez que han sido graficadas las curvas límite de operación de los equipos en una hoja log-log, el siguiente paso es incluir las curvas de operación de los dispositivos de protección involucrados, estas gráficas son proporcionadas por los fabricantes de cada dispositivo y también están dibujadas en una hoja log-log normalizada para una mejor comparación con otras curvas similares y con las de los demás dispositivos del sistema.

En las gráficas de coordinación de protecciones, el tiempo cero representa el momento en que ocurre la falla y todos los demás son posteriores. En un sistema radial todos los dispositivos que se encuentren entre el punto de falla y la fuente de la misma, detectan esta corriente hasta que uno de ellos interrumpe el circuito.

Para comprender mejor la interpretación de las curvas de operación de los dispositivos de protección, en la fig. 2 se presenta la curva de un dispositivo de protección cualquiera, donde la región inferior representa el área de no operación y la superior la de operación. Estas curvas son una familia de pares de coordenadas (tiempo-corriente) que indican el tiempo de operación del dispositivo a un valor de corriente determinado.



t2 tiempo para el que se hace el flujo de la corriente I
 t1 tiempo para el que se hace el flujo de la corriente I
 que el dispositivo se opere que se hace el flujo de la corriente I
 que se hace el flujo de la corriente I
 que se hace el flujo de la corriente I
 que se hace el flujo de la corriente I

FIGURA 2

La forma de la curva de cada dispositivo de protección depende del fabricante y de los ajustes disponibles, sin embargo en la mayoría de los casos, las curvas de los relevadores de protección de sobrecorriente se representan por una sola línea y las de interruptores y algunos fusibles por medio de una banda, la cual indica los límites de operación del dispositivo.

A continuación se describen los criterios de aplicación de los principales dispositivos de protección contra sobrecorriente en un sistema eléctrico:

5.2.1 FUSIBLES

El fusible es definitivamente el dispositivo de protección contra sobrecorriente mas sencillo y económico. En una central generadora se utilizan para protección de transformadores y motores en medio voltaje, en la figura 3 se presentan unas curvas típicas de operación de fusibles.

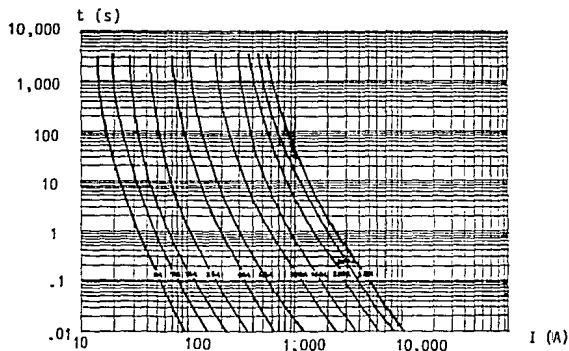


FIGURA 3

Para asegurar que los fusibles cumplan adecuadamente su función de protección deberán contemplarse las siguientes recomendaciones:

Protección de Transformadores:

- Se deberá verificar que los amperes nominales del fusible no excedan los límites indicados por el NEC.
- No deberá operar durante la energización del transformador.
- Deberá permitir que el transformador tome su máxima corriente de sobrecarga.
- Deberá operar antes de alcanzar las corrientes de daño de la curva ANSI del transformador.

Protección de Motores:

Cuando se usa un fusible para como dispositivo de protección de un motor, normalmente se requiere utilizar un dispositivo de sobrecarga adicional para proveer al motor de una protección adecuada ya que el fusible únicamente servirá como protección contra corto circuito. Es importante verificar que el fusible no operará durante el tiempo de arranque del motor.

5.2.2 INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE

Dentro de esta clasificación se encuentran los interruptores termomagnéticos y electromagnéticos (dispositivo que en la actualidad ya es de estado sólido). Estos dispositivos se usan indistintamente para protección de motores o centros de distribución, su selección depende de la importancia de la carga y de aspectos económicos. Los interruptores termomagnéticos son más económicos

pero menos versátiles. En la aplicación de estos dispositivos es necesario observar las siguientes recomendaciones:

Protección de Motores:

- Deberán permitir el arranque del motor en forma normal.
- Se deberá verificar que no se sobrepasen los ajustes de sobrecarga recomendados por el NEC.
- Se deberá asegurar que operará la protección antes de alcanzar el tiempo de paro seguro (límite térmico del motor).
- Es recomendable usar dispositivos con disparo instantáneo ajustado adecuadamente.
- Esta protección no debe operar cuando el motor contribuye con corriente de falla al presentarse un corto circuito en un bus adyacente.

Protección de Centros de Distribución:

- Deberá permitir sin operar, la máxima sobrecarga esperada en el centro de distribución.
- Deberá permitir el arranque del motor de mayor capacidad cuando el resto de la carga está operando normalmente ó la condición que represente el perfil de demanda mas crítico sobre el centro de distribución.
- Esta protección no debe operar cuando el centro de distribución contribuye con corriente de falla al presentarse un corto circuito en un bus adyacente.

-Es recomendable usar dispositivos sin disparo instantáneo.

5.2.3 RELEVADORES

Debido a la amplia gama de ajustes disponibles en un relevador , estos se usan para proteger transformadores, motores y centros de distribución.

Para su uso adecuado es necesario seguir las consideraciones siguientes:

Protección de Transformadores:

- El relevador no operará durante la energización del transformador.
- Deberá permitir que el transformador tome su máxima corriente de sobrecarga.
- El ajuste del relevador no deberá exceder el límite indicado por el NEC.
- La curva de operación del relevador deberá quedar por debajo de la curva ANSI del transformador.

Protección de Motores:

- El relevador deberá permitir el arranque normal del motor.
- Se deberá verificar que no se excedan los límites de sobrecarga recomendados por el NEC.
- La curva de operación del relevador no debe permitir que se alcance el tiempo máximo de atascamiento.

Protección de Centros de Distribución:

- Deberá permitir sin operar, la máxima sobrecarga esperada en el centro de distribución.
- Deberá permitir el arranque del motor de mayor capacidad cuando el resto de la carga está operando normalmente ó la condición que represente el perfil de demanda mas crítico sobre el centro de distribución.
- Esta protección no debe operar cuando el centro de distribución contribuye con corriente de falla al presentarse un corto circuito en un bus adyacente.
- Es recomendable usar dispositivos sin disparo instantáneo .

5.3 MARGENES DE COORDINACION RECOMENDADOS

Cuando se grafican curvas de dispositivos de protección, no es suficiente el que no exista traslape entre ellas para asegurar que existe una adecuada coordinación, es necesario que se cumplan ciertos márgenes de coordinación entre dos curvas adyacentes. Estos márgenes se requieren debido a que los relevadores tienen un tiempo de sobrecarrera (este valor solamente deberá considerarse en relevadores de disco de inducción, en relevadores de estado sólido no debe tomarse en cuenta) y los fusibles e interruptores tienen ciertos tiempos de operación bien definidos. Cuando se coordinan dos relevadores de sobrecorriente con retardo de tiempo, el margen de coordinación es normalmente de 0.3 a 0.4 segundos, valor justificado con los siguientes valores típicos:

a) Tiempo de apertura de los contactos del interruptor principal, 0.08 s. (para interruptores de 5 ciclos).

b) Sobrecarrera del relevador de respaldo 0.10 s.

c) Factor de Seguridad de 0.12 a 0.22 s.

Cuando se coordinan un relevador con un fusible o un interruptor de bajo voltaje (termomagnético, electromagnético, magnético, etc.) con disparo de acción directa, solo requiere de la sobrecarrera del relevador (si aplica solamente) y del factor de seguridad considerado debido a que el tiempo de apertura de los contactos del interruptor ya se incluye en la curva graficada del disparo de bajo voltaje.

Cuando se coordinan dispositivos con disparo de acción directa, es necesario verificar únicamente que sus curvas de operación no se traslapen.

Normalmente los márgenes de coordinación se verifican al valor de falla, aunque deben cumplirse a todos los valores de corriente. Sin embargo, si se cumplen al valor de falla, seguramente también lo harán a otros valores menores de corriente.

5.4 EJEMPLO:

La figura 4 representa un diagrama unifilar de una sección de los servicios auxiliares de una central de generación.

En las figuras 5 ,6 y 7 se muestran las gráficas de los dispositivos de protección.

En la figura 8 se representa la gráfica de coordinación de protecciones.

DIAGRAMA UNIFILAR

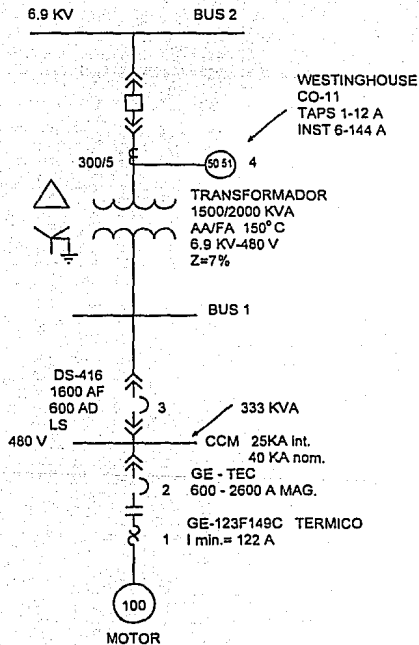


FIGURA 4

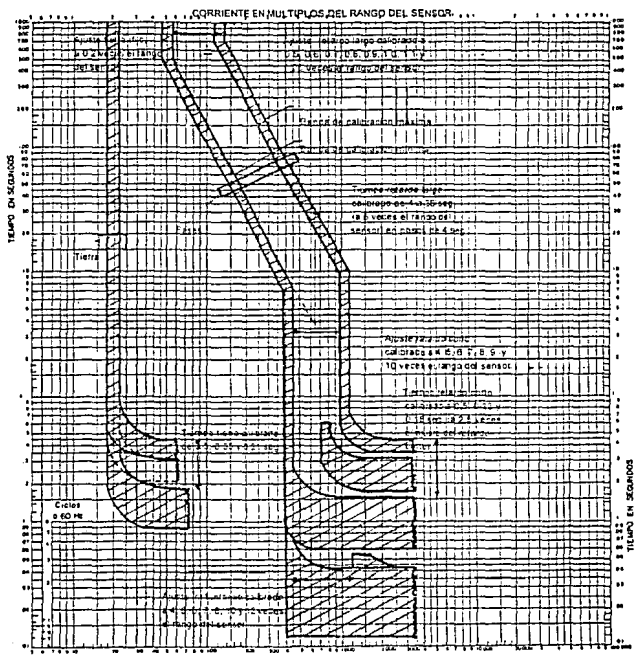


FIGURA 5

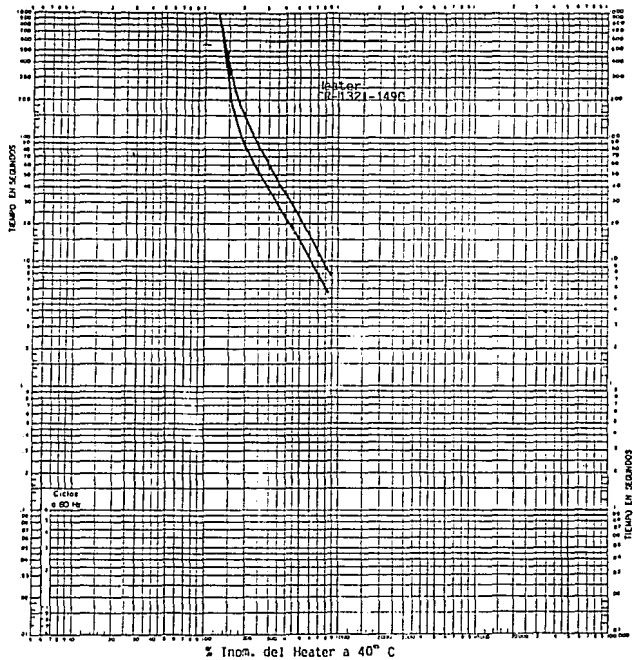


FIGURA 6

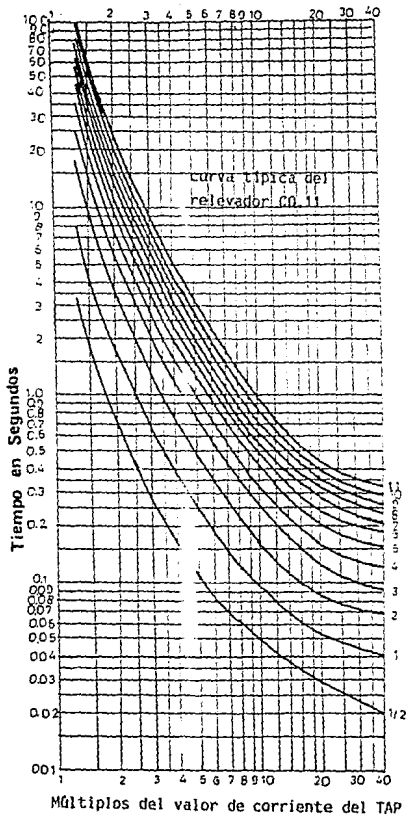


FIGURA 7

A continuación se presentan en detalle los cálculos realizados para los ajustes de los dispositivos de protección:

Motor

100 HP

460 V

122 A

$I_{\text{rotor bloqueado}} = 6 \text{ pu}$

Tiempo de aceleración = 6.4 s

Tiempo máximo permitido de atascamiento = 20 s

Factor de Servicio = 1.15

Temperatura = 40° C

Cable del Motor

2/0 AWG (equivalente a 133 MCM)

Ampacidad = 185 A

1 cond/fase

$t_o = 90 \text{ °C}$

$t_r = 250 \text{ °C}$

Cobre

Curva de arranque del motor:

$$I_{\text{plena carga}} = I_{pc} = 122 \text{ A}$$

$$I_{\text{rotor bloqueado}} = I_{ib} = 6 \text{ pu} \times I_{pc}$$

$$= 6 \text{ pu} \times 122 \text{ A}$$

$$= 732 \text{ A a } 6.4 \text{ s}$$

$$I_{\text{magnetización}} = I_{mag} = 1.76 \times I_{ib}$$

$$= 1.76 \times 732 \text{ A}$$

$$= 1,288.32 \text{ A a } 0.1 \text{ s}$$

Límite de daño del cable:

Para $t = 10 \text{ s}$

$$I_{10} = \left[\frac{0.0297}{t} \right] \log_{10} \left[\frac{t + 234.5}{t_0 + 234.5} \right]^{1/2} \text{ CM}$$

$$I_{10} = \left[\frac{0.0297}{10 \text{ seg.}} \right] \log_{10} \left[\frac{250 + 234.5}{90 + 234.5} \right]^{1/2} 133,000 \text{ CM}$$
$$= 3,024.15 \text{ A}$$

Para $t = 0.1 \text{ s}$

$$I_{0,1} = I_{10} \times 10$$

$$I_{0,1} = 30,241.49 \text{ A}$$

Ajuste del Relevador Térmico de Sobrecarga (1) :

General Electric

Heater CR-123F-149C

Nominal heater rating 122 A

$$0.85 \leq \text{Ajuste} \leq 1.15$$

$$\text{Ajuste} = \left[\frac{1.15 \times I_{pc}}{1.25 \times I_{\text{nominal heater rating}}} \right]$$

$$\text{Ajuste} = \left[\frac{1.15 \times 122 \text{ A}}{1.25 \times 122 \text{ A}} \right]$$

$$\text{Ajuste} = 0.92$$

Ajuste del Disparo Magnético (2):

General Electric

TEC

150 A nominales

Ajuste continuo entre 600 y 2600 A

$$I_{mag} < \text{Ajuste} < 2.2 I_{rb}$$

$$1288.32 < \text{Ajuste} < 2.2 \times 732 \text{ A} = 1610.4 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste} = 1400 \text{ A}$$

CCM

480 V

333 KVA

25,000 A de falla estable

Perfil de operación del bus

$$I_{pc} = \frac{333 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ KV}}$$

$$= 400.54 \text{ A}$$

$$I_{ib} = 400.54 \text{ A} - 122 \text{ A} + 732 \text{ A}$$

$$= 1,010.54 \text{ A}$$

$$I_{magbus} = 400.54 \text{ A} - 122 \text{ A} + 1,288.32 \text{ A}$$

$$= 1,566.86 \text{ A}$$

Ajuste del Interruptor Electromagnético (3) :

IEM / WESTINGHOUSE

DS416

1600 AF

600 AD

LS

Múltiplo Largo (ML) :

$$ML \geq \frac{1.15 I_{pc}}{I_{nomint}}$$

$$ML \geq \frac{1.15 \times 400.54 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$ML \geq 0.77$$

$$ML \leq \frac{1.25 I_{pc}}{I_{nomint}}$$

$$ML \leq \frac{1.25 \times 400.54 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$ML \leq 0.83$$

Usar $ML = 0.80$

Usar Tiempo Largo = $TL = 4 \text{ S}$

Múltiplo Corto (MC) :

$$MC \geq \frac{1.15 I_{mag}}{I_{nomint}}$$

$$MC \geq \frac{1.15 \times 1566.8 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$MC \geq 3$$

Usar $MC = 4$

Usar Tiempo Corto = $TC = 0.18 \text{ s}$

Transformador

1,500 / 2000 KVA

AA / FA

6.9 KV- 480 V

Z = 7 %

Delta - Estrella conectada sólidamente a Tierra

150 °C

Curva ANSI

Transformador categoría II

$$I_{pc} = \frac{1500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times .048 \text{ KV}} = 1,804.22 \text{ A}$$

Punto 1 (tabla 3)

$$I_1 = \frac{I_{pc}}{Z_1} \cdot 0.58$$

$$I_1 = \frac{1,804.22 \text{ A}}{0.07 \text{ pu}} \cdot 0.58$$

$$I_1 = 14,949.25 \text{ A a } 2 \text{ s}$$

Punto 2 (tabla 3)

$$I_2 = 0.7 \frac{I_{pc}}{Z_1} \cdot 0.58$$

$$I_2 = 0.7 \times 14,949.25 \text{ A}$$

$$I_2 = 10,464.48 \text{ A a } 4.08 \text{ s}$$

Punto 3 (tabla 3)

$$I_3 = I_2$$

$$I_3 = 10,464.48 \text{ A}$$

$$t_3 = 2,551 (0.07)^2$$

$$t_3 = 12.5 \text{ s}$$

Punto 4 (tabla 3)

$$I_4 = 5 \times 1,804.22 \text{ A} \times 0.58$$

$$I_4 = 5,232.24 \text{ A a } 50 \text{ seg.}$$

Máxima Capacidad de Sobrecarga (I_{max}) (tabla 6) :

$$I_{max} = I_{pc} \times \text{factor de enfriamiento} \times \text{factor de temperatura}$$

$$= 1,804.22 \text{ A} \times 1.3 \times 1.0$$

$$= 2,345.49 \text{ A}$$

Límite NEC (tabla 5)

$$NEC_{primario} = 3 I_{pc}$$

$$= 3 \times 1,804.22 \text{ A}$$

$$= 5,412.66 \text{ A}$$

Corriente de Magnetización : (tabla 7)

$$I_{mag} = 10 \times 1,804,22 \text{ A} \\ = 18,042.2 \text{ A a } 0.1 \text{ s}$$

Relevador de Sobrecorriente 50/51 (4):

Westighouse

CO - 11 Extremadamente Inverso

TAPS 1-12 A

INST 6 - 144 A (Ajuste Continuo)

RTC 300 / 5 (60:1)

Taps disponibles : 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4.0, 5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0 y 12.0 A

$$\frac{I_{max}}{RTC} < TAP < \frac{NEC \text{ prim}}{RTC} \\ \frac{2,345.49 \text{ A}}{60 (6.9 \text{ KV} / 0.48 \text{ KV})} < TAP < \frac{5,412.66 \text{ A}}{60 (6.9 \text{ KV} / 0.48 \text{ KV})}$$

$$2.72 \text{ A} < TAP < 6.28 \text{ A}$$

Usar TAP= 3 A

Este TAP en 480 V representa

$$3\text{A} \times 60 (6.49 \text{ KV} / 0.48 \text{ KV}) = 2,587.50 \text{ A}$$

Margen de Coordinación al valor de falla

-Máximo tiempo de operación del electro	0.18 s
-Sobrecarrera del relevador	0.1 s
-Factor de seguridad	0.12 s
-Total del margen	0.4 s

Selección del DIAL :

$$\begin{aligned}\text{Múltiplo} &= \frac{25,000 \text{ A}}{2,587.5 \text{ A}} \\ &= 9.66\end{aligned}$$

En la gráfica del CO-11 con este Múltiplo a 0.4 s se encuentra el DIAL 4.5, por seguridad se usará el DIAL 5.

Selección del INSTANTANEO :

El ajuste del instantáneo debe ser tal que no opere al valor de falla instantánea en el secundario del transformador

$$\begin{aligned}\text{INSTANTANEO} &> \frac{40,000 \text{ A}}{60(6.9 \text{ KV} / 0.48 \text{ KV})} \\ &> 46.38 \text{ A}\end{aligned}$$

Usar INSTANTANEO = 47 A

CORRIENTE EN AMPERS A 480 VOLTS

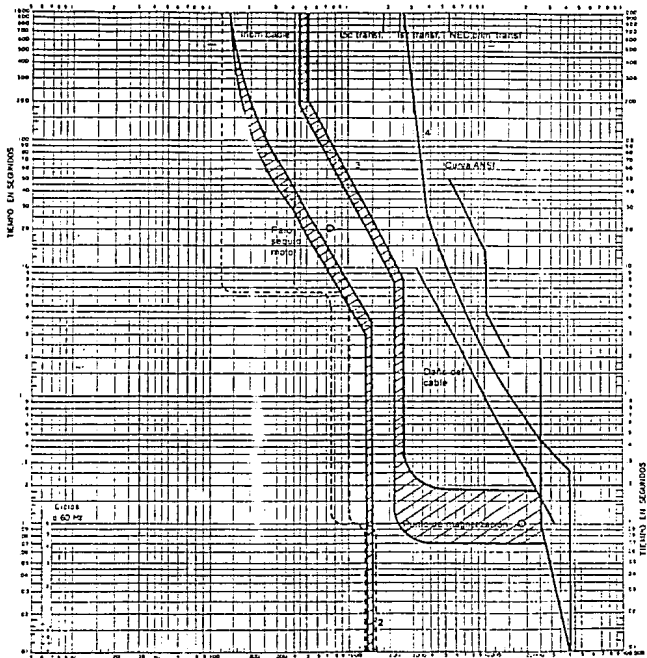


FIGURA 8

CONCLUSIONES.

Las protecciones eléctricas en centrales generadoras desempeñan un importante papel en el buen funcionamiento y seguridad de dichas centrales. La correcta selección y el ajuste preciso de cada una de las protecciones que intervienen en los sistemas eléctricos son factores indiscutiblemente necesarios para brindar confianza a los usuarios de estos sistemas.

La detección oportuna de cualquier condición anormal en la operación de un generador eléctrico es de suma importancia desde los puntos de vista de seguridad al personal, seguridad al equipo y del sistema de potencia al que está interconectado. Cuando el generador bajo consideración representa una parte sustancial del sistema eléctrico, la atención a sus protecciones adquiere una dimensión aún mayor, por las posibles implicaciones de una falla del mismo.

No existe ningún patrón a seguir en los sistemas de protección que indique exactamente qué protecciones usar para proteger adecuadamente un sistema de generación específico. Sin embargo, las recomendaciones de este trabajo están basadas en criterios de selección y ajuste recomendados por normas ANSI e IEEE.

El factor económico representa también un criterio de decisión en los elementos que intervienen para la adecuada protección ya que mucho depende qué es lo que se va a proteger, cual es su importancia dentro del sistema y quienes serían los afectados en caso de falla.

Para la correcta selección de las protecciones eléctricas es importante hacer un estudio de los servicios y equipos que están interconectados al sistema. Determinar sus prioridades y demandas ya que en caso de una falla eléctrica o error de selección y/o ajuste los usuarios podrían verse seriamente afectados si tomamos en cuenta que dichos usuarios son zonas industriales, plantas productivas, servicios, iluminación, etc. y que representarán pérdidas económicas y materiales.

En la actualidad, la utilización de protecciones eléctricas - electrónicas, es decir basadas en microprocesadores, han tenido una aceptación muy discutible pues los tradicionalistas no confían totalmente en estos dispositivos electrónicos. Existen sistemas redundantes en los cuales se emplean las protecciones eléctricas por relevadores electromecánico como respaldo de los electrónicos.

Sin embargo, es necesario indicar que todos los criterios aquí expuestos son válidos para cualquier tipo de protección, ya sea a base de relevadores convencionales o microprocesadores.

BIBLIOGRAFIA.

1. *EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES.*
C. Russell Mason.
Compañía Editorial Continental S.A. de C.V. México.
2. *PROTECTIVE RELAYING THEORY AND APPLICATION.*
Walter A. Elmore
3. *PROTECTIVE RELAYS APPLICATION GUIDE.*
GEC Measurements, England. 1975
4. *ESQUEMAS DE PROTECCION ELECTRICA.*
C.F.E. 1981
5. *ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.*
W. D. Stevenson.
McGraw-Hill, 1982
6. *IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR PROTECTION OF
COORDINATION OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS.*
ANSI / IEEE 242-1986
7. *IEEE GUIDE FOR AC GENERATOR PROTECTION.*
IEEE C37-102-1987
8. *IEEE GUIDE FOR PROTECTIVE RELAY APPLICATIONS TO POWER
TRANSFORMERS.*
ANSI / IEEE C37.91-1985
9. *IEEE GUIDE FOR AC MOTOR PROTECTION.*
ANSI / IEEE C37.96-1988