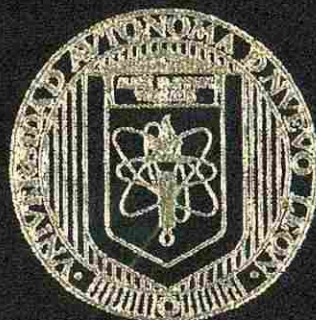


UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



PROTECCION EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

TESIS

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

QUE PRESENTA EL

ING. JOSE WENCESLAO BAEZ MARTINEZ

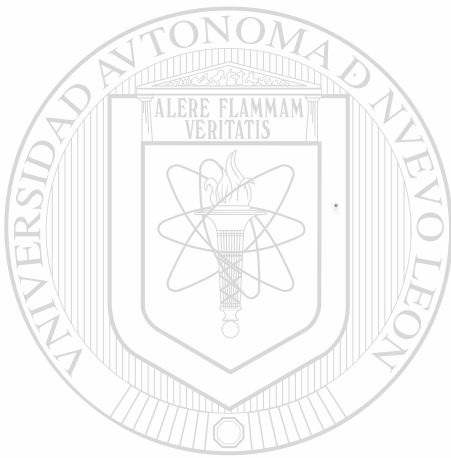
CD. UNIVERSITARIA ABRIL DE 1997.

TM
Z5853
.M2
FIME
1997
B3

PROOTREOCOCRON EN SISTEMAS BACTERIALES POTRINOLA
J. W. B. M.



1020120827



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO



PROTECCION EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

TESIS

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

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

QUE PRESENTA EL

ING. JOSE WENCESLAO BAEZ MARTINEZ

CD UNIVERSITARIA ABRIL DE 1997

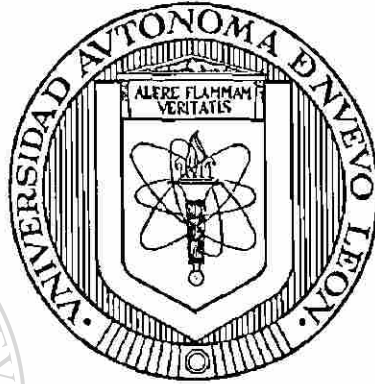


**FONDO
TESIS**

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



PROTECCION EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

TESIS

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

DIRECCION GENERAL DE BIBLIOTECAS

QUE PRESENTA EL

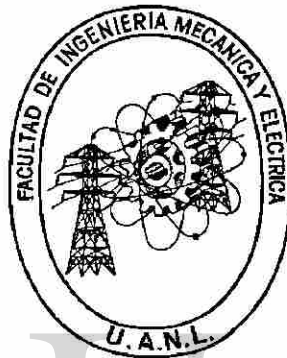
ING. JOSE WENCESLAO BAEZ MARTÍNEZ

CD. UNIVERSITARIA ABRIL DE 1997

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



PROTECCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

TESIS

**EN OPCIÓN AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ELÉCTRICA CON ESPECIALIDAD EN POTENCIA**

DIRECCIÓN QUE PRESENTA EL

ING. JOSÉ WENCESLAO BÁEZ MARTÍNEZ


CD. UNIVERSITARIA ABRIL DE 1997

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis: Protección En Sistemas Eléctricos de Potencia, realizada por el Ing. - - José Wenceslao Baez Martínez sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestro en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con especialidad en Potencia.



EL COMITE DE TESIS



ASESOR

M.C. VICENTE CANTU GUTIERREZ

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



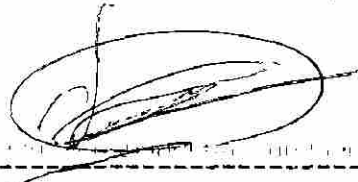
COASESOR

M.C. EVELIO GONZALEZ FLORES



COASESOR

MC. ROBERTO VILLARREAL G.



Vo.Bo.

M.C. ROBERTO VILLARREAL GARZA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO

San Nicolás de los Garza, N.l., a 23 de Junio de 1997

Prólogo

La importancia de la protección en los sistemas eléctricos de potencia va de la mano con el avance científico y el desarrollo tecnológico en este campo. Los logros de la protección eléctrica mediante relevadores han dado sin duda alguna sus mejores resultados; basta revisar algunos textos bibliográficos y nos enteramos de la abundancia y calidad del material y conocimientos existentes, que nos ha tocado en suerte tener acceso. Ante tales circunstancias, el trabajo en esta tesis ha sido enfocado también a la protección en sistemas electrónicos de potencia, en un momento en que ésta enfrenta un periodo de transición operativo entre los relevadores tipo analógico y los de tipo digital. En aras de estos acontecimientos, se pretende que este trabajo sea una referencia básica y condensada, pero a la vez completa ante nuevos horizontes que empiezan a tomar vigencia en el capítulo de protección.

Los temas y todos los aspectos tratados en ésta tesis, se hacen en forma directa, esperando de este modo cumplir con el objetivo de base, pero si fuéramos más allá podrá ser una plataforma o una referencia introductoria para la clase de protección en el episodio correspondiente a relevadores digitales.

Estamos de acuerdo con autores y personas conocedoras, que el dominio del tema solo es posible con la experiencia práctica en el campo, con la actualización y con la relación continua y oportuna de datos e información de los fabricantes y de instituciones que se preocupan por esta actividad.

Ing. José W. Báez Martínez.

Síntesis

Esta tesis consiste de nueve capítulos, los cuales se han desarrollado en la forma siguiente:

Capítulo No. 1: Objetivos, metodología y una introducción general.

Capítulo No. 2: Formas de protección que incluye una serie de temas en los que se abordan los principios generales, distintas formas de protección por relevadores, clasificación general de los relevadores de acuerdo con su principio de funcionamiento, construcción y sus características físicas, partes principales. Se analizan y se discuten los problemas de operación y de ajuste, ejemplo de un diagrama de protección, finalmente se trata el caso de los transformadores de corriente y transformadores de potencial

Capítulo No. 3: En este tema se estudia la respuesta de los relevadores en operación, efectos que se presentan al ocurrir un corto circuito y durante un fenómeno transitorio, efectos de los transformadores de potencia estrella-delta o delta-estrella, entre los relevadores de distancia y una falla, las oscilaciones de potencia, respuesta de los relevadores a corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, pruebas de equipo, etc.

Capítulo No. 4: Se hacen Las diversas aplicaciones de la protección, aquí se considera la protección a generadores. ®

Capítulo No. 5: Protección para transformadores.

Capítulo No. 6: Protección de Barras Colectoras (Buses).

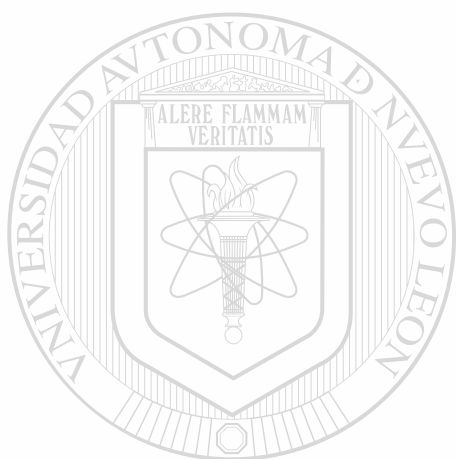
Capítulo No. 7: Protección de líneas de transmisión.

Capítulo No. 8: Introducción a Los relevadores digitales.

Capítulo No. 9: Conclusiones y comentarios finales.

En referencia a los capítulos 4, 5, 6 y 7 se procura hacer una descripción detallada y a fondo de todas las fallas, irregularidades, problemas y se sugieren las protecciones adecuadas.

El capítulo 8 consiste de una introducción, datos históricos y algunas aplicaciones, nuevas formas de protección, etc.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Indice

Capítulo 1

1.1 Objetivos	10
1.2 Metodología	10
1.3 Introducción	10

Capítulo 2

2.1 Formas de Protección	12
2.2 Protección mediante relevadores	13
2.3 Tipos de relevadores	14
2.4 Relevadores del tipo de Inducción	20
2.5 Características y funcionamiento de relevadores	23
2.5.1 Relevadores de inducción de una solo magnitud	23
2.6 Relevadores de Inducción Direccionales	25
2.7 Características de funcionamiento de un relevador direccional	28
2.8 Problemas de ajuste y cálculo de parámetros en relevadores	30
2.9 Ejemplo de un sistema de protección	36
2.10 Transformadores de Corriente	42
2.11 Transformadores de potencial	49
2.12 Divisor de voltaje	53

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Capítulo 3

3.1 Respuesta de los relevadores en operación	56
3.2 Relevadores diferenciales	56
3.3 Relevadores de distancia	60
3.4 Relevador de distancia del tipo de impedancia modificado	67
3.5 Relevador de distancia del tipo de reactancia	68
3.6 Corto Circuito	70
3.7 Fenómeno transitorio	76
3.7.1 Interruptores	76
3.8 Fusibles	86

3.9 Transformadores de potencia	87
3.10 Oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo	91
3.10.1 Efecto de las oscilaciones de potencia o pérdida de sincronismo en relevadores de distancia	98
3.11 Respuesta de los relevadores polifásicos direccionales a los volt-amperes de secuencia (+), (-) y (O).	99

Capítulo 4

4.1 Como protegen los relevadores	105
4.2 Protección a generadores	106
4.2.1 Protección contra corto circuito de los arrollamientos del estator.	106
4.2.2 Protección contra fallas a tierra en el Estator	109
4.2.3 Protección contra pérdida de campo	113
4.2.4 Protección contra fallas a tierra en el campo	117
4.2.5 Protección contra fallas internas en el sistema de excitación	119
4.2.6 Protección contra sobrevoltaje	120
4.2.7 Protección contra sobreexcitación	122
4.2.8 Protección de respaldo a tierra	125
4.2.9 Protección de respaldo de fase	126
4.2.10 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa	130
4.2.11 Protección contra temperatura alta en el estator	133
4.2.12 Protección de voltaje balanceado	134
4.2.13 Protección de potencia Inversa	136
4.2.14 Protección de baja frecuencia	138
4.2.15 Disparo después de descarga	140

Capítulo 5

5.1 Protección de Transformadores	142
5.1.1 La derivación de la corriente de secuencia cero	144
5.1.2 Relaciones de Los transformadores de corriente para relevadores Diferenciales	145
5.1.3 Selección de la pendiente en porcentaje para relevadores diferenciales	146
5.1.4 Efecto de la corriente magnetizante transitoria	

de conexión en relevadores diferenciales	146
5.1.5 Protección de bancos de transformadores en paralelo	151
5.1.6 Protección contra corto circuito con relevadores de sobrecorriente	152
5.1.7 El relevador Buchholz	153
5.1.8 Relevador de protección de puesta a tierra	154
5.1.9 Disparo Remoto	154
5.1.10 Protección de respaldo contra falla externa	155
5.1.11 Transformadores de regulación	157
5.1.12 Protección de respaldo contra falla externa (2)	159
5.1.13 Reguladores de voltaje escalonados	160
5.1.14 Transformadores de puesta a tierra	160
5.1.15 Transformadores de Hornos Eléctricos	161
5.1.16 Transformadores de Rectificadores de Potencia	162

Capítulo 6

6.1 Protección de Barras Colectoras.	163
6.1.1 Protección diferencial de corriente con relevadores de sobrecorriente	164
6.1.2 Protección diferencial parcial	167
6.1.3 Protección diferencial de corriente con relevadores de porcentaje	167
6.1.4 Protección diferencial de tensión con "Acopladores Lineales"	169
6.1.5 Protección diferencial de corriente con relevadores de sobretensión	170
6.1.6 Protección combinada de transformador de potencia con barra colectora	171
6.1.7 Protección de Barra colectora en anillo	172

Capítulo 7

7.1. Protección de Líneas de transmisión	175
7.1.1. Protección con relevadores o sobrecorriente	175
7.1.2. Uso de relevadores de sobrecorriente Instantáneos	177
7.1.3. La característica direccional	177
7.2. Protección de líneas con relevadores de distancia	188

7.2.1. Selección entre Impedancia, Reactancia o Mho	188
7.2.2. Ajuste de relevadores de distancia	189
7.2.3. El efecto de los arcos en el funcionamiento de los relevadores de distancia	192
7.2.4. Efecto de fuentes de corriente intermedias en el funcionamiento de los relevadores de distancia	193
7.2.5. Sobrealcance debido a ondas de corriente descentrada	194
7.2.6. Uso de una Baja Tensión	195
7.2.7. Efecto de la corriente magnetizante transitoria de conexión del transformador de potencia	197
7.2.8. Conexiones de los relevadores de distancia a tierra	197
7.3. Protección de Líneas con Relevadores Piloto	200
7.3.1. Protección por Hilo Piloto	201
7.3.2. Protección de líneas de terminales múltiples	201
7.3.3. Protección Piloto por Corriente Portadora	203
7.3.4. Atenuación de la corriente Portadora	203
7.3.5. Comparación de Fase	204
7.3.6. Protección de líneas de terminales múltiples (2)	204
7.3.7. Comparación Direccional	206
7.3.8. Protección de Líneas de terminales múltiples (3)	208
7.3.9. Comparación de Fase u direccional combinadas	213
7.3.10. Onda Centimétrica	214

Capítulo 8

8.1. Introducción a Los Relevadores digitales	216
8.1.1. Componentes de un Relevador Digital	218

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Capítulo 9

9.1. Conclusiones y Comentarios Finales	222
Descripción de una operación de Mantenimiento y ajuste para relevadores de protección	223
Bibliografía	226
Listado de Tablas	227
Listado de Gráficas	227
Resumen Autobiográfico.	231

T E S I S

PROTECCION EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

Capítulo 1

1.1 Objetivos.

Describir los principios generales de la protección en los sistemas eléctricos de potencia. Los relevadores, sus partes y formas de operación, diagramas y conexiones.

Análisis y calculo de parámetros de ajuste en relevadores, fallas que presentan y mantenimiento. Presentar una introducción a los relevadores digitales.

1.2 Metodología.

A partir de la información existente, emplear de esta lo mas relevante y actual, se trata de integrar puntos de vista, conceptos, comentarios, criterios y sugerencias de conocedores y expertos en la materia.

Se desarrollan pruebas a equipo de protección y se documentan sus resultados. Al final un capítulo para conclusiones y comentarios.

1.3 Introducción.

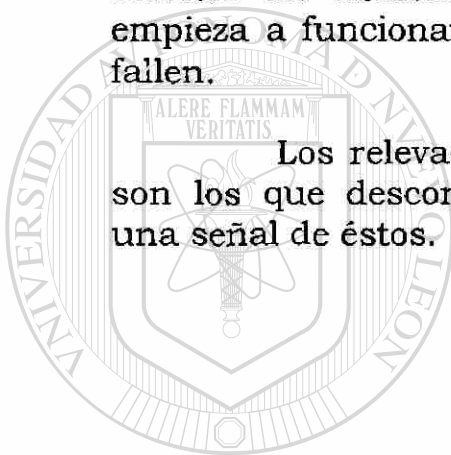
Un sistema eléctrico de potencia está formado básicamente por: generadores, transformadores, barras y líneas de transmisión. El sistema por la dinámica de trabajo de sus partes y por las exigencias de suministro, tiene como responsabilidad que mantenerse dentro de su capacidad de operación, de tal modo que para prevención de fallas, para evitar daños al equipo e instalaciones, para que los efectos de una falla sean mínimos o en otras palabras para que el sistema trabaje en forma "normal " es necesario acoplar un grupo de elementos o componentes que son muy valiosos por la labor que desarrollan,

que es precisamente la de permitir en gran medida la función normal del sistema.

La eficiencia de un sistema depende también de las características de diseño y de la calidad de la maquinaria y equipo, pero las fallas se presentaran de cualquier manera. Los relevadores proporcionaran la protección cuando se presenta un corto circuito que es la falla que causa los mayores efectos destructivos, pero también apoyan en otros casos cuando algunos elementos tienen anomalías en su funcionamiento.

La función de los relevadores es la protección al sistema y la forma como lo hacen es; poniendo rápidamente fuera de servicio un elemento cuando tiene un corto circuito o cuando empieza a funcionar y puede interferir para que otros elementos fallen.

Los relevadores son ayudados por los interruptores que son los que desconectarán el elemento defectuoso obedeciendo una señal de éstos.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO 2

2.1 Formas de Protección.

En relación con el problema del corto circuito se establecen dos formas principales de protección; la llamada protección primaria y la de respaldo. La protección primaria es la básica, y la protección de respaldo que interviene cuando falla la primaria.

Un ejemplo que ilustra la localización de Los interruptores de protección primaria es la figura 1:

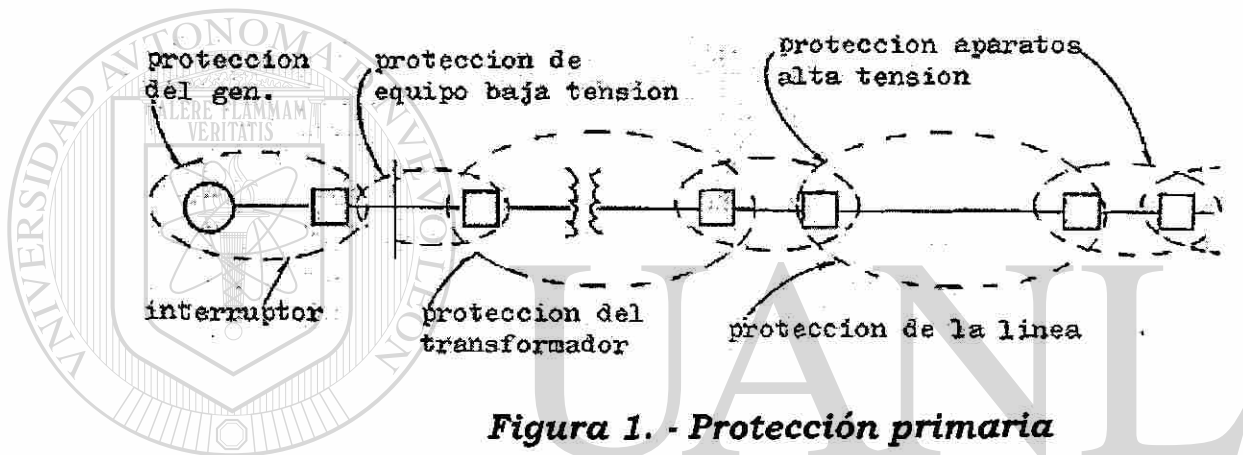


Figura 1. - Protección primaria

De acuerdo con la figura los interruptores están conectados precisamente en las interconexiones de los elementos del sistema de ésta forma en caso de falla se podrá desconectar solo el elemento defectuoso. Se pueden observar también zonas de protección (líneas segmentadas), esto indica que, cualquier falla dentro de la zona provocará el disparo de todos los interruptores dentro de la zona; además las zonas se superponen, esto origina que en zonas adyacentes cuando ocurre una falla se disparen más interruptores, esto tiene que ser así pues de éste modo se protege incluso una falla dentro de las zonas superpuestas.

La protección de respaldo es exclusiva para la protección en caso de un corto circuito, ya que para casos distintos no se justifica económicamente. La protección de respaldo actuará cuando falla la protección primaria debido a: corriente o voltaje de alimentación a los relevadores, disparo del voltaje de alimentación

de CD, relevadores de protección, circuito de disparo o mecanismo del interruptor, falla del interruptor.

Es muy importante que los relevadores de respaldo estén localizados de tal forma que no manejen o controlen cualquier cosa en común con los relevadores primarios, pues al presentarse una falla en la protección primaria, dispararía también los relevadores de respaldo, en la práctica los relevadores de respaldo se ubican en una estación diferente.

2.2 Protección mediante relevadores.

Hasta aquí se ha expuesto en términos generales, los fines y propósitos u objetivos de la protección en los sistemas eléctricos de potencia mediante relevadores.

El objetivo principal de la protección por relevadores es desconectar un elemento del sistema en caso de falla lo más rápido posible. Para que pueda haber confianza en los relevadores, estos tendrán que reunir ciertas características básicas que son: sensibilidad, selectividad y velocidad.

Cualquier equipo de protección tendrá que ser suficientemente “sensible” para que sea seguro y se dispare en caso de falla.

El equipo de protección debe ser “selectivo” , es decir, que se dispare cuando verdaderamente se presenten las condiciones de falla, no debe presentar disparos erróneos.

Los relevadores se deben disparar a cierta “velocidad” o rapidez que requiera la falla.

Es importante apuntar que la protección por relevadores se mantiene inactiva durante mucho tiempo. Algunos relevadores funcionan sólo una vez en varios años, la falta de uso de los relevadores debe compensarse de algún modo, para estar seguro que éste trabaje cuando se presente la falla.

Un buen mantenimiento y el registro de datos de la pruebas al relevador durante el mantenimiento y el comportamiento de éste durante el servicio real, son la mejor seguridad de que el equipo de protección esté en condiciones apropiadas.

2.3 Tipos de Relevadores.

En general, se puede admitir que todos los relevadores funcionan en respuesta a una o más magnitudes eléctricas y que básicamente cierran o abren contactos.

Los relevadores se clasifican en:

- a) Los de *atracción electromagnética*
- b) Los de *inducción*

Los de atracción electromagnética emplean un émbolo que es atraído dentro de un solenoide, o una armadura que es atraída por los polos de un electro imán, estos relevadores pueden ser accionados por corriente directa o por corriente alterna.

Los relevadores tipo de inducción funcionan en forma análoga al motor de inducción, por este motivo el par se obtiene mediante la inducción en un rotor. Estos relevadores son accionados por corriente alterna.

En relación con los contactos, estos pueden ser normalmente abiertos o normalmente cerrados. Se entiende por condiciones normales cuando el relevador esté fuera de servicio y precisamente la posición que adopten los contactos en estas circunstancias será lo que los defina como normalmente abiertos (NA) o normalmente cerrados (NC).

El símbolo utilizado para designar contactos NA y NC se muestra en la figura 2.

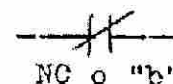
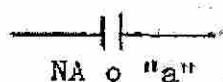


Figura 2

Para comprender el funcionamiento de los contactos apuntaremos las siguientes definiciones.

Valor de puesta en trabajo. Es el valor mínimo de la magnitud de influencia que logra abrir o cerrar los contactos del relevador.

Valor de reposición. Es cuando la magnitud de influencia disminuye y los contactos retornan a su condición normal.

Valor de paso al reposo. Es cuando un relevador funciona para abrir un contacto pero no se repone, se dice que este pasa al reposo y el valor máximo de la magnitud de influencia a la que esto ocurre se llama valor de paso al reposo.

Indicadores de funcionamiento o indicadores. Son elementos de cierto color que son accionados por el mecanismo del relevador, o eléctricamente por flujo de la corriente contacto y salen a la vista cuando funciona el relevador.

Bobinas de sello y de retención. Para protección de los contactos del deterioro y evitar falsos contactos, algunos relevadores están provistos de una pequeña bobina conectada en serie con los contactos, esta se localiza sobre un electroimán que actúa sobre una armadura en el conjunto móvil del contacto, de esta forma una vez que se establece el flujo de corriente de la bobina de disparo, los contactos se mantendrán herméticamente cerrados. Esta descripción corresponde a lo que se conoce como bobinas de sello, pues otros relevadores emplean precisamente otro pequeño relevador cuyos contactos irán en derivación con los del relevador de protección para mantener cerrado el circuito mientras fluya la corriente de disparo. Este relevador es conocido como relevador de contactos de sello o de retención.

Ajuste de puesta en trabajo o de reposición. Aquí se utilizan bobinas de corriente o bobinas de potencial, en ambos casos estas deberán tener tomas o resistencias o bien el ajuste se

logrará por un resorte ajustable o por la variación del entrehierro con respecto a su solenoide o electroimán.

Acción retardada. Algunos relevadores requieren retardo, tanto para abrir como para cerrar sus contactos. Para este propósito se puede usar un relevador auxiliar que tiene acción retardada fija e independiente de la magnitud de influencia del relevador de protección. La acción retardada se obtiene en relevadores del tipo de inducción por un imán de arrastre, que es un imán permanente dispuesto de tal forma que el rotor del relevador corte el flujo entre los polos del mismo imán. Esto produce un efecto retardante en el movimiento del rotor en cualquier dirección. Otros relevadores consiguen este efecto mediante émbolos, amortiguadores, fuelles o mecanismos de escape.

Las figuras 3 y 4 complementan la idea para comprender la operación, control, su disposición, etc; en cuanto a los contactos de un relevador.

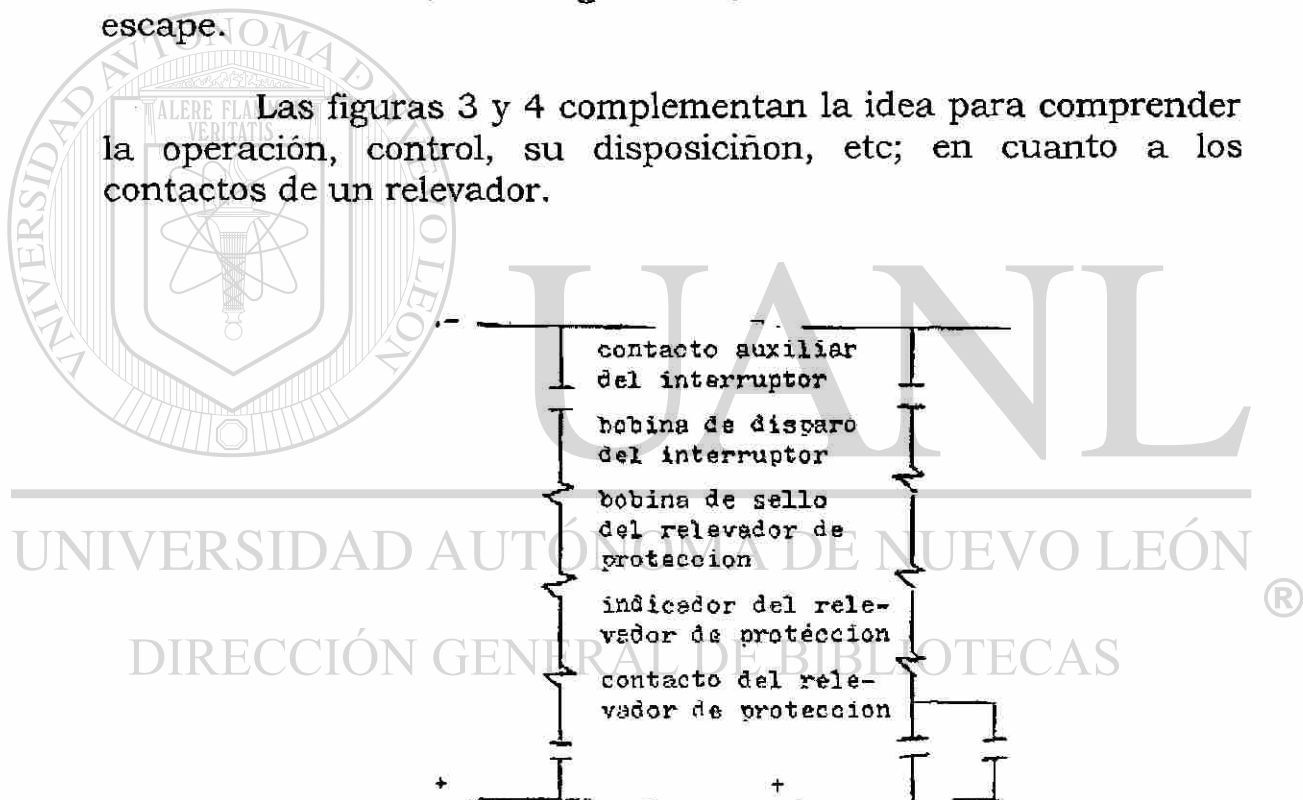


Figura 3. Alternativas de los métodos de contactos de sello.

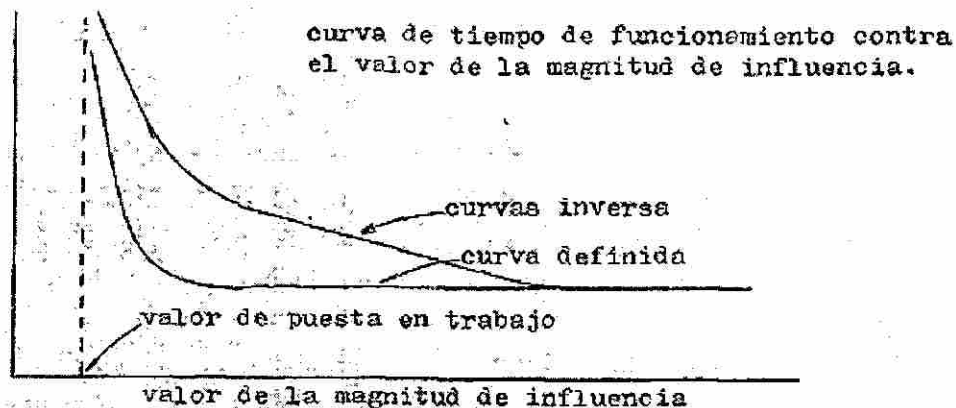


Figura 4.

Continuando con el análisis correspondiente para los distintos tipos de relevadores, vemos el principio de funcionamiento del relevador de una sola magnitud de atracción electromagnética.

La fuerza que se desarrolla sobre el elemento móvil es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro. Despreciando el efecto de saturación, la fuerza total es:

$$F = K_1 I^2 - K_2$$

F = Fuerza neta.

K_1 = Constante de conversión de la fuerza.

I = Corriente eficaz en la bobina.

K_2 = Fuerza de retención.

Cuando el relevador está en el límite de la puesta en trabajo, la fuerza neta es cero, entonces la característica de funcionamiento es:

$$K_1 I^2 = K_2 \quad \text{o bien} \quad I = (K_2 / K_1)^{1/2}$$

Una característica que afecta la aplicación de algunos de estos relevadores es la diferencia relativamente grande entre sus valores de puesta en trabajo y de reposición. El problema es menor en relevadores de CA que en CD, donde es entre 90 a 95 %, en cambio, en CD estaríamos tomando de un 60 a 90%, para

aplicaciones e sobrecorriente, el relevador dispara un interruptor que reduce la corriente a cero, y por esto el valor de reposición no es de consecuencia.

Otra anomalía que presentan estos relevadores es la tendencia a la vibración sobre todo en CA, una mejoría se consigue si las piezas polares tienen anillos de sombra que dividan el flujo del entrehierro en dos componentes fuera de fase, así disminuye la tendencia a reponer cada medio ciclo, cuando el flujo pasa por cero.

Estos relevadores no se recomiendan en control direccional, como son de respuesta rápida son afectados por los transitorios y particularmente por la CD descentrada en ondas de CA. El relevador se podrá poner en trabajo durante un transitorio dependiendo de la cantidad de descentraso, su constante de tiempo y de su velocidad. Esta tendencia se conoce como "sobrealcance".

Estos relevadores son de funcionamiento rápido, y son recomendables cuando no se desea retardo, si este fuera necesario se obtendría, como ya se dijo, mediante fuelles, amortiguadores, escapes, etc. Si la acción retardada es muy corta, esta se obtendría con relevadores de CD rodeando al circuito magnético con un anillo de baja resistencia o slug, que aumenta o disminuye el entehierro según se desea.

Los relevadores direccionales del tipo de atracción electromagnética funcionan como CD o CA rectificada. El uso más común es en protección de circuitos de CD, donde la magnitud de influencia se obtiene de una resistencia en derivación o directamente del circuito.

La figura 5 es un esquema de un relevador direccional de atracción electromagnética.

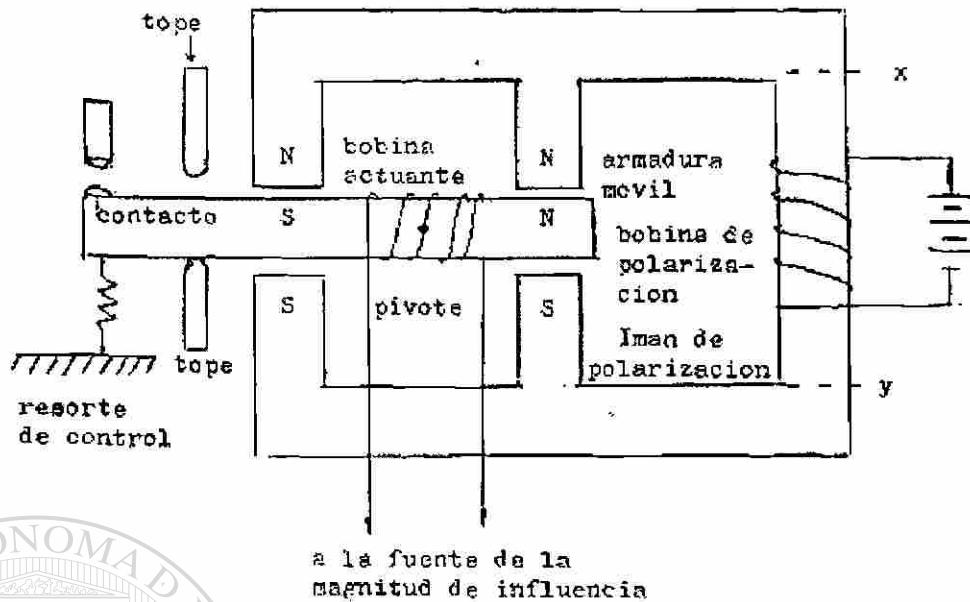


Figura 5. Relevador direccional de atracción electromagnética.

La armadura móvil magnetizada por la corriente que fluye en la bobina actuante alrededor de la armadura, y con tal polaridad como para cerrar contactos. Un cambio de polaridad de la magnitud de influencia invertirá las polaridades magnéticas de los extremos de la armadura que ocasionará la apertura de contactos. En la misma figura 5 se ve entre la sección X y Y una bobina polarizadora la cual, en ocasiones es remplazada por un imán permanente.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Un análisis de la fuerza que hace mover la armadura será el siguiente, despreciando la saturación:

$$F = K_1 I_p I_a - K_2 \quad \text{donde } F = \text{Fuerza neta}$$

K_1 = Una constante de conversión de la fuerza.

I_p = Corriente de la bobina polarizadora.

I_a = Corriente de la bobina de la armadura.

K_2 = Fuerza de retención total.

Cuando el relevador está en el límite de funcionamiento:

$$I_p I_a = K_2 / K_1 = \text{constante}$$

Este relevador se denomina direccional precisamente por la capacidad que tiene de distinguir entre direcciones opuestas de la corriente de la bobina actuante o entre polaridades opuestas.

Con imán permanente de polarización o con bobina polarizadora activada por una corriente constante, la característica de funcionamiento es:

$$I_a = K_2 / K_1 I_p$$

Se exige para I_a un valor para la puesta en trabajo, así como una polaridad correcta.

Este relevador es más eficiente que los de armadura articulada o solenoide, por la energía requerida del circuito de la bobina actuante. Por esta razón estos relevadores se emplean cuando la fuente es una resistencia en derivación de CD. Otra opción para operar este relevador el uso de CA rectificadas de onda completa, esto sería un relevador de CA de baja energía.

Los relevadores direccionales son instantáneos, pero un retardo corto se logra con un slug colocado alrededor de la armadura. Por la elevada relación de corriente continua o capacidad de tensión al valor de puesta en trabajo, se tendrán calentamientos con el consiguiente aumento de la eficiencia.

2.4 Relevadores del tipo de inducción.

Son los más ampliamente utilizados en la protección por relevadores, utilizan exclusivamente CA por el principio de funcionamiento. Estos relevadores son motores de inducción de fase auxiliar provistos de contactos. La fuerza actuante se desarrolla en un elemento móvil, ya sea un disco o bien otra forma de rotor de material no magnético que sea conductor de corriente, para eliminar el efecto de las corrientes parásitas de Foucault.

La figura 6 ilustra como se produce la fuerza actuante sobre el rotor.

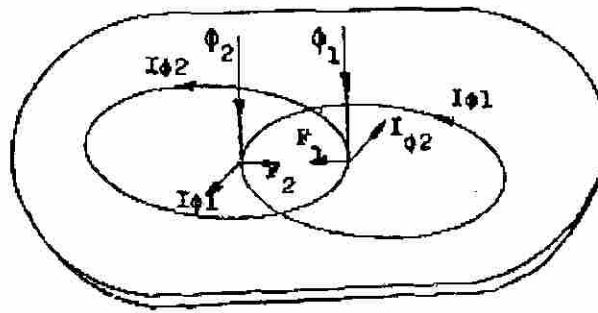


Figura 6. Producción del par en un relevador de inducción.

En la figura las corrientes fluyen en el rotor por la influencia de las dos tensiones. La corriente producida por un flujo reacciona con el otro, y viceversa, de este modo se dá lugar a la fuerza actuante sobre el rotor.

$$\phi_1 = \phi_1 \text{ sen } \omega t$$

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

$$I_{\phi_1} \propto (d\phi_1/dt) \propto \phi_1 \text{ cos } \omega t$$

$$I_{\phi_2} \propto (d\phi_2/dt) \propto \text{cos } (\omega t + \theta)$$

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Como las fuerzas están en oposición

$$\mathbf{F} = (\mathbf{F}_2 - \mathbf{F}_1) \propto (\phi_2 I_{\phi_1} - \phi_1 I_{\phi_2})$$

Sustituyendo los valores de los flujos en esta ecuación tenemos.

$$\mathbf{F} \propto \phi_1 \phi_2 \text{ sen } \theta$$

Con dos flujos desfasados se produce la fuerza neta, y ésta será máxima si el desfase es de 90 grados.

En los relevadores de inducción de acuerdo con su estructura de funcionamiento, hay una clasificación como sigue: de polo sombreado, tipo Wattorímetro, tipo de tambor o copa de inducción y de anillo sencillo.

En el relevador de polos sombreados el flujo principal se divide en dos flujos desfasados. El relevador de tipo Wattorímetro contiene dos bobinas separadas, cada una de ellas produce un flujo que creará la fuerza neta para mover el rotor que es un disco. Los relevadores tipo de tambor o copa de inducción y el de anillo de inducción, son parecidos a los motores de inducción, solo que aquí el hierro del rotor está estacionario y el tambor que es un cilindro hueco es el que gira, la misma operación se desarrolla si la parte que gira es uno o dos anillos.

En la siguientes figuras se muestra en forma esquemática la construcción de los relevadores de inducción.

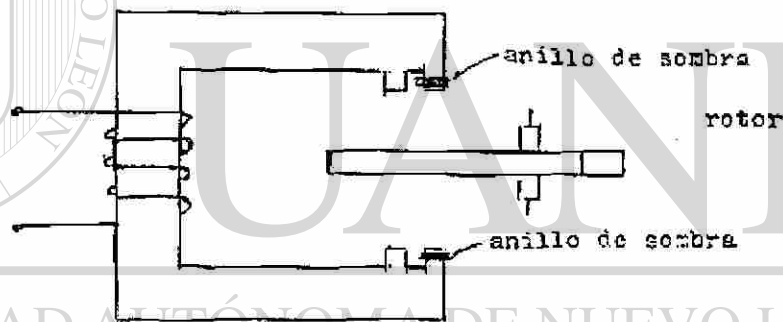


Figura 7. Relevador de inducción tipo de polos sombreados.

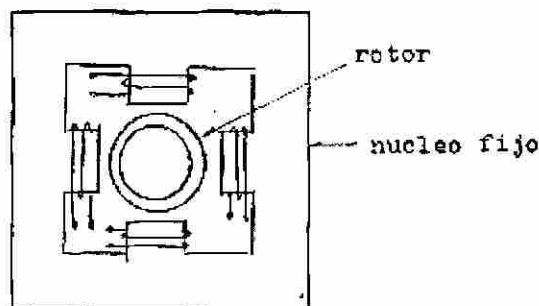


Figura 8. Relevador de inducción tipo tambor o copa.

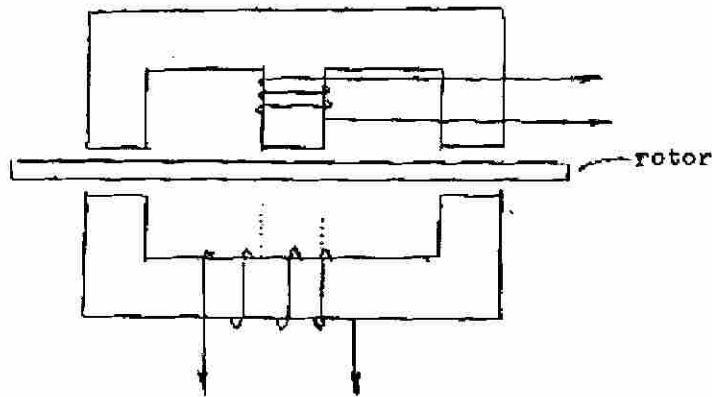


Figura 9. Relevador de inducción tipo Wattorímetro.

2.5 Características y funcionamiento de relevadores

Precisión. Es una de las características fundamentales para la elección de un relevador de inducción, sin embargo, esta precisión se debe no a la inducción, sino que dichos relevadores emplean cojinetes de joyas y partes de precisión que reducen la fricción.

2.5.1 Relevadores de inducción de una sola magnitud

El relevador tipo de polos sombreados es un ejemplo de estos. También los otros relevadores de inducción pueden ser utilizados con una sola magnitud de influencia, conectando sus circuitos actuantes en serie o paralelo, el desfaseamiento entre los flujos está en función de la relación X / R que será distinta para cada circuito.

Si se desprecia el efecto de la saturación el par de estos relevadores es:

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

Si el relevador es de corriente.

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

Si el relevador es de voltaje.

En estos relevadores el par es controlado por un contacto en serie con uno de los circuitos si estos están en paralelo o en serie con una parte del circuito si estos están en serie.

Efecto de la frecuencia. Un relevador se diseña para tener la puesta en trabajo más baja a su frecuencia nominal. El efecto de ligeros cambios en la frecuencia, en los sistemas de potencia, puede despreciarse, pero una forma distorsionada de la onda puede alterar la característica de puesta en trabajo y tiempo.

Efecto de la CD descentrada. En general, la puesta en trabajo de los relevadores de alta velocidad, es tan alta que de esta forma compensa cualquier tendencia al sobrealcance.

Relación de reposición a puesta en trabajo. Esta relación está entre 95% y 100% y son la fricción y compensación imperfecta del resorte de control del par, las únicas cosas que hacen que la relación sea del 100%. Además, la relación no se afectará por el ajuste de la puesta en trabajo, donde las bobinas de corriente con tomas, proporcionan el ajuste de la puesta en trabajo.

Tiempo de reposición. Cuando se necesita el recierre rápido automático de un interruptor, el tiempo de reposición de un relevador de tiempo inverso, puede ser una característica crítica para su selección. Si todos los relevadores involucrados no tienen tiempo de reposición rápida, después que se dispara un interruptor, y antes que este recierre, y si el corto que originó el disparo se reestablece cuando cierra el interruptor, algunos relevadores pueden funcionar muy rápido y disparar sin necesidad.

Características de tiempo. Las curvas de tiempo inverso se obtienen con relevadores cuyo rotor en un disco y estructura de polo sombreado o del tipo Wattorímetro. El

funcionamiento de alta velocidad se obtiene con las estructuras de tambor de inducción o de anillo de inducción.

2.6 Relevadores de inducción direccionales.

Estos relevadores tienen la capacidad de reconocer la diferencia entre la corriente que fluye en una dirección, contra otra corriente que lo haga en sentido contrario, en circuitos de corriente alterna. Básicamente, este relevador reconoce la diferencia de ángulo de fase entre dos magnitudes, en cuanto este sea mayor de 90 grados, ángulo al que se desarrolla el par máximo.

Los relevadores de inducción direccionales responden a dos fuentes independientes, por lo que el ángulo θ de la ecuación $F \propto \phi_1\phi_2 \text{ sen } \theta$ puede no tener el valor 90 grados como ocurre en los de una sola magnitud. En relevadores corriente - corriente como los de cilindro de inducción y el de anillo doble, los flujos (mutuos) que atraviesan el rotor están en fase con las corrientes actuantes y se denominan "estructuras simétricas", en cambio el relevador tipo Wattorímetro, el ángulo entre sus corrientes puede ser muy distinto al ángulo entre sus flujos.

Si consideramos estructuras simétricas, la ecuación $F \propto \phi_1\phi_2 \text{ sen } \theta$, los flujos se sustituyen por las corrientes actuantes, entonces la expresión del par será:

$$T = K_1 I_1 I_2 \text{ sen } \theta - K_2$$

Donde $I_1 I_2$ = corrientes actuantes.

θ = el ángulo de fase entre los flujos que atraviesan el rotor producidos por I_1 e I_2 .

En general puede aceptarse que el par máximo ocurra en algún valor de θ diferente de 90 grados. Para este propósito una de las bobinas debe ponerse en derivación con una resistencia o un condensador. Así el par máximo ocurrirá aunque las corrientes de las bobinas estén desfasadas 90 grados; pero en función de las corrientes de las fuentes actuantes, el par máximo se dará en un ángulo distinto de 90%.

La figura 10 muestra un diagrama para un relevador con una resistencia en derivación con la bobina que suministra I_1 y si esta se define como la corriente total de la bobina y la resistencia en paralelo.

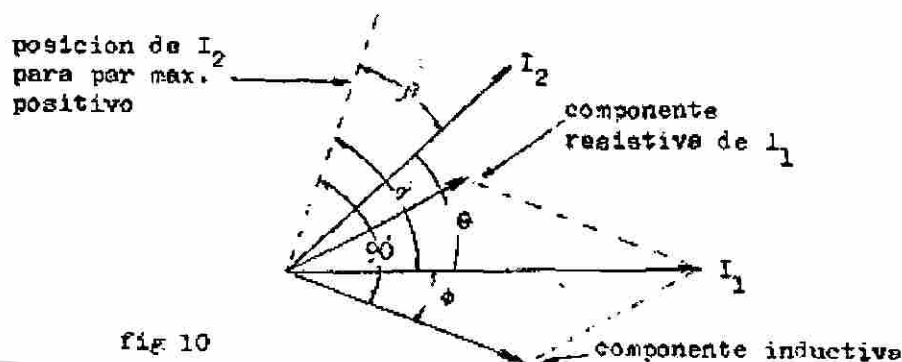


fig 10

En el diagrama si θ es (+) y el ángulo ϕ (-) la ecuación del par es: $T = K_1 I_1 I_2 \text{ sen } (\theta - \phi) - K_2$.

Por ejemplo, si $\theta = 45$ y $\phi = 30$ grados, los valores para la ecuación son: $T = K_1 I_1 I_2 \text{ sen } (75) - K_2$.

Una relación en función de T que se conoce como ángulo de par máximo se acostumbra en lugar de ϕ cuando se describe esta característica de los relevadores direccionales. T y ϕ se suman para dar 90 grados y esta es su relación, como las estructuras simétricas. Pero si se utiliza mejor como la constante de diseño de un relevador direccional, la ecuación del par se puede escribir de tal modo que se aplique a todos los relevadores, sean simétricos o no.

$$T = K_1 I_1 I_2 \cos (\theta - T) - K_2$$

Donde T es (+) cuando se dá el par máximo positivo a I_2 que está delante de I_1 . Otra ecuación que puede ser es en función de $T = K_1 I_1 I_2 \cos \beta - K_2$.

Donde β es el ángulo entre I_2 y la posición de par máximo de I_2 como $\beta = (\theta - T)$, estas dos ecuaciones son ciertas para cualquier estructura.

Cuando los relevadores son corriente-voltaje, la ecuación del par es:

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

Donde V = voltaje que suministra la bobina de tensión.

I = corriente del relevador que proviene del transformador de corriente.

θ = ángulo entre voltaje y corriente.

T = ángulo del par máximo.

En la figura 11 tenemos el diagrama vectorial correspondiente al relevador corriente-voltaje.

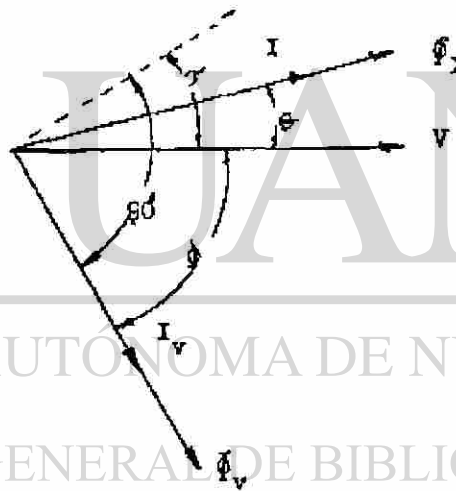
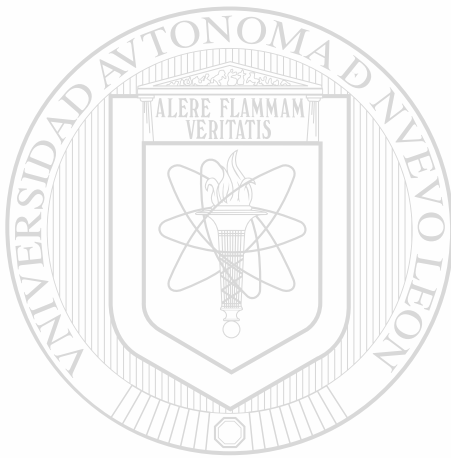


Figura 11. Diagrama vectorial para par máximo en un relevador direccional corriente-voltaje tipo de inducción.

Para cualquier relación voltaje-corriente, θ y T , se tomarán positivos, en la figura se puede ver como I_v de la bobina de voltaje se adelanta a la V .

El valor de ϕ anda entre los 60 grados a 70 de atraso en la mayoría de las bobinas de voltaje, y por lo tanto, T es del orden

de 30 a 20 grados de adelanto si no hay impedancia en serie con la bobina de voltaje. Se podrá cambiar el ángulo entre el voltaje aplicado I_v a casi cualquier valor, si conectamos en serie a la bobina de voltaje una combinación de resistencia y capacitor.

Otro de los conceptos relacionados con los relevadores direccionales es la magnitud polarizante, que es la referencia contra la que se compara el ángulo de fase de la otra magnitud. Se pide que el ángulo de fase de la magnitud polarizante se mantenga fijo aunque el ángulo de fase de la otra magnitud sufra grandes cambios.

2.7 Característica de funcionamiento de un relevador diureccional.

Este punto se puede tratar en referencia al relevador corriente – voltaje como se deriva de la ecuación $T = K_1 VI \cos (\theta-T) - K_2$.

Cuando el par neto es cero, que es cuando el relevador está en el límite de funcionamiento tenemos

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

Aquí la magnitud polarizante es el voltaje, es constante y sirve como la referencia, como se puede ver en la figura 12 que representa la característica de funcionamiento del relevador, esta es una línea recta descentrada de origen y perpendicular a la posición del par máximo positivo de la corriente, dicha línea representa la relación:

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

Que se obtiene cuando la magnitud de V se supone constante, la línea divide la región de par neto positivo, al par negativo. Así un vector de corriente cuya punta este situada en el área de par positivo provocará la puesta en trabajo, para cualquier valor de corriente cuya punta de su vector esté situada en el área de par negativo, el relevador no se pone en trabajo o no responde.

La característica de funcionamiento podrán ser líneas paralelas diferentes cuando se cambie la magnitud de referencia, siendo limitada por la expresión.

$$V I_{\min} = \text{constante}$$

De acuerdo a la figura 12, I_{\min} es la magnitud mínima de todos los vectores de corriente cuyas puntas terminan en la línea de característica de funcionamiento. I_{\min} es llamada "corriente mínima de puesta en trabajo", aunque en verdad esta deba ser un poco mayor para provocar la puesta en trabajo.

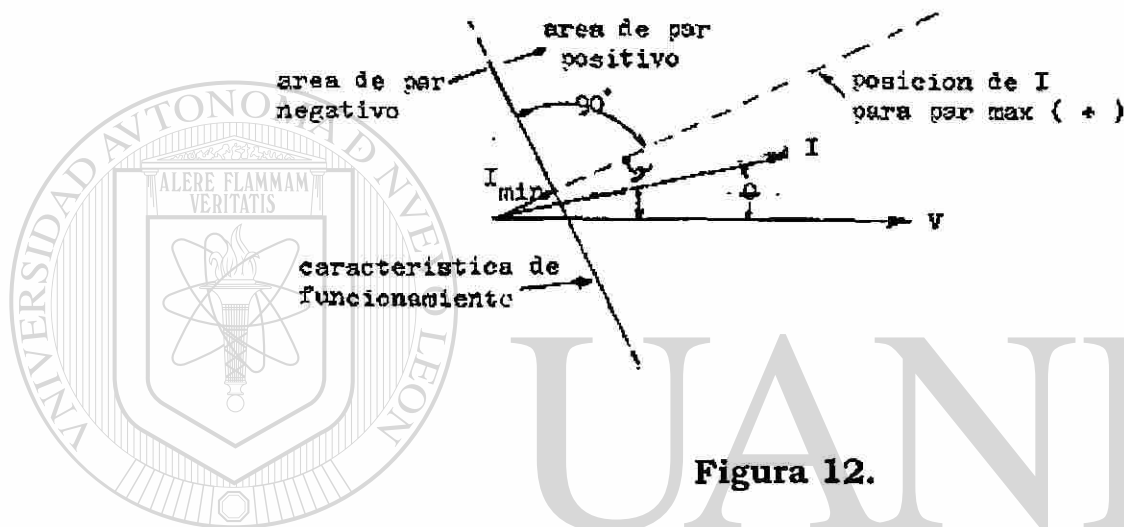


Figura 12.

La relación $V I_{\min} = \text{constante}$, es llamada "característica producto constante", tiene un valor cercano al voltaje o corriente de puesta en trabajo de un relevador de una sola magnitud y se usa como base para el trazo de las características de tiempo. Esta relación se mantiene solo antes de la saturación en los circuitos magnéticos. Otro factor importante que se toma en cuenta sobre todo en relevadores de alta velocidad, es el efecto de la CD descentrada y los transitorios, poniendo atención en el diseño o en su aplicación, en general, un aumento en la puesta en trabajo, o añadiendo uno o dos ciclos (con 60 Hz como base) que retarden la acción se evitará el funcionamiento indeseado.

También la frecuencia, o los cambios que esta pudiera sufrir tanto en la corriente como en el voltaje o las dos magnitudes cualquiera, pueden afectar a los relevadores direccionales. El problema se puede presentar en el ángulo del par máximo, por los cambios en la relación X/R en circuitos que contiene inductancia y

capacidad, cuando los cambios en la frecuencia son ligeros los efectos serán mínimos y pueden despreciarse.

En cuanto al tiempo, cuando se requieren características de tiempo inverso, se recomienda el uso de relevadores de disco, así mismo si se desea alta velocidad se usarán los relevadores de tambor o anillo. Si se busca acción retardada, se logra a menudo asociando otro relevador con el direccional.

Finalmente, en relación con todo lo que se expuso en cuanto a las características y funcionamiento de relevadores, presentamos la ecuación universal del par que será:

$$T = K_1 I_2 + K_2 V_2 + K_3 VI \cos(\theta - T) + K_4$$

Manejando los signos de constantes, haciendo cero otros o en ocasiones añadiendo términos similares, de algún modo esta ecuación representa como ya se apuntó, la ecuación universal de par, a través de la que se pueden expresar las características de funcionamiento de todos los tipos de relevadores de protección.

2.8 Problemas de ajuste y cálculo de parámetros en relevadores

Las consideraciones y características de operación, así como las capacidades que en seguida se mencionan, ajustes y demás, se aplican en general a todo tipo de relevadores.

Capacidad continua y de tiempo corto. Todos los relevadores conducen las capacidades de las bobinas de corriente o voltaje como una guía para su mejor aplicación. La capacidad continua especifica lo que un relevador soportará bajo funcionamiento continuo a una temperatura ambiente de 40 grados centígrados. Los relevadores con bobinas de corriente conducen una capacidad de corriente en un segundo, por estar sujetos comunmente a sobrecorrientes momentáneas. Dichos relevadores no deben sujetarse a corrientes en exceso de la capacidad de un segundo sin la aprobación del fabricante ya que

pueden sufrir daños térmicos o mecánicos. Las sobrecorrientes menores de la capacidad de un segundo son permisibles para más de un segundo, solo si el valor I^2t no se exceda de la capacidad de un segundo.

Capacidades de contacto. Los contactos de los relevadores de protección están diseñados según su capacidad, para cerrar y abrir circuitos inductivos y no inductivos a magnitudes específicas de corriente o voltaje tanto en CA como en CD. Los relevadores de protección que disparan interruptores, no deben interrumpir el flujo de corriente de la bobina de disparo, por esto solo necesitan un circuito normalmente abierto y una capacidad de corriente de régimen. Si un interruptor falla al disparar, seguro se dañan los contactos del relevador. La capacidad de circuito cerrado se aplica solo cuando el relevador de protección no debe tener una bobina de retención o de otro modo no puede ser capaz de abrir sus contactos una vez que los hayan cerrado. Si se usa un relevador de contactos de sello, la corriente del relevador controlado debe ser menor que la del relevador de contactos de sello. Si se utiliza un relevador tipo de SOBRES Y BAJA que tienen contactos normalmente abiertos y normalmente cerrados (A y B) para controlar algún otro dispositivo, el relevador puede ser sustituido de cualquier servicio de interrupción de circuito. De acuerdo con la figura 13, cuando el relevador de protección se pone en trabajo, origina que se ponga a trabajar el relevador auxiliar y se selle el mismo alrededor de los contactos del relevador de protección.

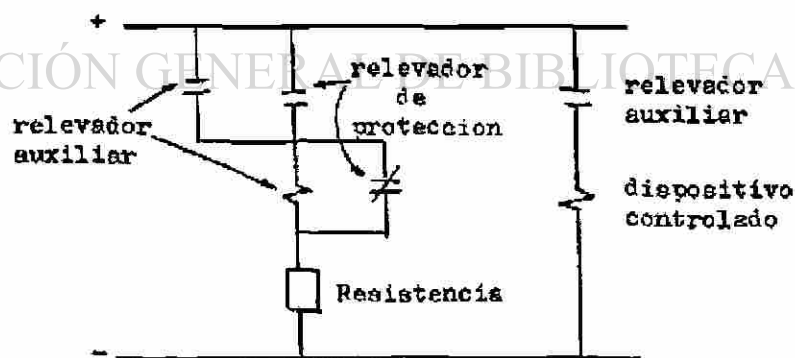


Figura 13. Circuito de control de un relevador SOBRES Y BAJA.

Pueden utilizarse otros contactos del relevador auxiliar, como se muestra, para propósitos de control, reemplazando con eso a los contactos del relevador de protección de su servicio, así este creará un corto circuito en la bobina del relevador auxiliar, originando que se reponga el relevador auxiliar.

Capacidades de la bobina de retención o relevador de contactos de sello o indicador. Dos capacidades de corriente están disponibles ya sea en el mismo o en diferentes relevadores. La corriente más alta se usa cuando el relevador de protección dispara directamente un interruptor, y la más baja se emplea cuando un relevador dispara de modo indirecto un interruptor a través de un relevador auxiliar. En cualquier caso, debe haber la seguridad de que la capacidad es lo suficientemente baja como para que se obtenga funcionamiento seguro de sello e indicador al cerrar sus cotactos dos o más relevadores de protección juntos, dividiendo así la corriente de circuito de disparo entre los circuitos paralelo de los contactos de los relevadores de protección. También dependiendo de la velocidad de disparo del interruptor, la corriente del circuito de disparo no puede tener tiempo de alcanzar un valor de estado estable. Las resistencias de las bobinas de sello e indicadores están hechas para permitirle calcular a uno las corrientes del circuito de disparo.

Cargas. La impedancia de las bobinas actuantes del relevador deben conocerse para que uno pueda determinar si las fuentes de transformadores de voltaje o de corriente del relevador tendán la capacidad suficiente y la precisión adecuada para alimentar la carga del relevador junto con cualesquiera otras cargas que puedan imponerse a los transformadores. El valor de las impedancias se enlistan en los catálogos o folletos de los relevadores. Los relevadores de sobrecorriente, baja corriente, sobretensión, y baja tensión se derivan directamente de los tipos básicos de atracción electromagnética de una sola magnitud o de los de inducción ya descritos. De este modo un relevador de corriente es aquel cuya fuente actuante es una corriente en un circuito, proporcionada al relevador directamente o mediante un transformador de corriente. Un relevador de tensión o voltaje es uno cuya fuente actuante es un voltaje del circuito o un voltaje proporcionado por un transformador de voltaje.

Ajuste. Los relevadores tienen una zona de ajuste, y según el tipo del relevador, ésta podrá ser distinta. El ajuste en

relevadores de solenoide o de armadura atraída puede ser por variación del entrehierro inicial, el resorte de retención, por los pesos ajustables, o por las tomas de la bobina. El ajuste en los relevadores de inducción accionados por corrientes es en general por tomas de la bobina, en relevadores de voltaje es también mediante tomas, por resistencias en serie, o bien, mediante tomas auxiliares del autotransformador.

Los relevadores de tensión o voltaje y los de baja corriente no tienen en general zona de ajuste tan amplia debido a que esperan funcionar dentro de una zona limitada de la magnitud normal de la señal de influencia. La magnitud normal no varía mucho, porque las capacidades de los relevadores están seleccionadas con respecto a las relaciones de los transformadores de corriente y de voltaje, de tal modo que la corriente normal del relevador es ligeramente menor que la corriente nominal del relevador y el voltaje del relevador es aproximadamente el voltaje nominal del relevador.

Tiempo. Excepto para lo tipos de SOBRE Y BAJA, el tiempo de funcionamiento de relevadores de inducción de tiempo inverso, es ajustable al seleccionar la cantidad del viaje del rotor de su posición de reposición a la posición de puesta en trabajo. Esto es mediante el ajuste de la posición del tope de reposición. Una palanca de tiempo o disco de tiempo con una escala uniforme proporciona dicho ajuste. El ligero incremento en el par de retención del resorte de control, a medida que se avanza del tope de reposición hacia la posición de puesta en trabajo, está compensado por la forma del disco. Un disco cuya periferia tiene la forma de un espiral, o un disco que tiene un radio fijo pero con ranura periféricas, el fondo de las cuales está sobre una espiral, proporciona esta compensación por variación del área activa del disco entre los polos.

Para producir acción retardada se utiliza un fuelle, el ajuste se hace variando el tamaño de un orificio por el cual escapa el aire del fuelle, esto es por supuesto en relevadores con este mecanismo. En la figura 14 se muestra una curva típica de un relevador de alta velocidad, es una curva inversa, pero que un tiempo de funcionamiento de 3 ciclos solo se lleva a cabo ligeramente arriba del valor de puesta en trabajo, lo que permite que el relevador se conozca como de "alta velocidad".

En la figura 15 tenemos una gráfica que muestra una familia de curvas de tiempo inverso de un relevador del tipo de inducción muy usado. Se muestra una curva para cada división mayor que la escala de ajuste. Podrán obtenerse cualesquiera curvas intermedias por interpolación, ya que el ajuste es continuo.

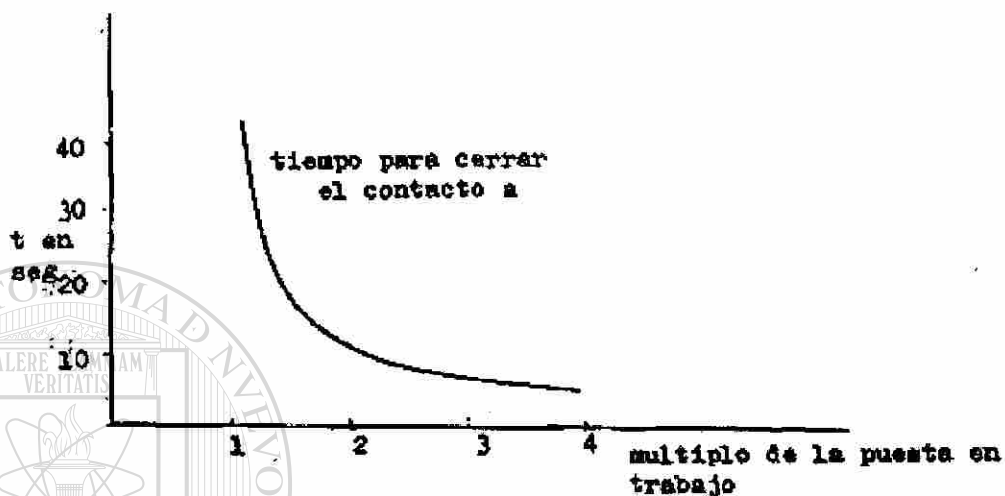


Figura 14. Curva de tiempo de un relevador de alta velocidad.

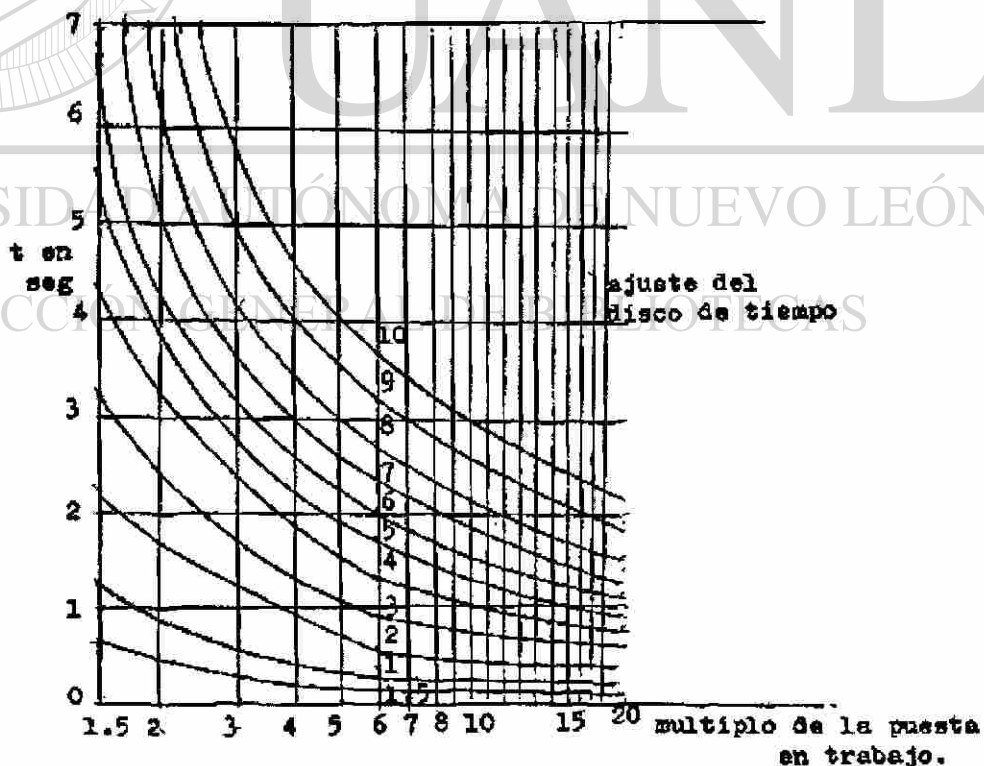


Figura 15. Curvas de tiempo inverso.

Tanto la figura 14 como la 15 se trazan en función de los múltiplos del valor de puesta en trabajo, de tal manera que puede utilizarse las misma curvas para cualquier valor de la puesta en trabajo. Esto será posible sobre todo con relevadores de inducción donde el ajuste es por tomas de la bobina, ya que los amperes devueltos en la puesta en trabajo son los mismos para cada toma. En cambio, si el ajuste es por la variación del entrehierro o del resorte de retención de la puesta en trabajo, la forma de la curva de tiempo varía con la puesta en trabajo.

En ocasiones sucede que cuando el relevador cierra sus contactos, la presión del contacto puede ser tan baja que la contaminación de la superficie de contacto pueda impedir el contacto electrónico, esto es común cuando se trata de relevadores de tiempo inverso, donde no hay mucho impacto cuando se cierran los contactos. En la práctica se recomienda para que el funcionamiento sea seguro, que la magnitud de influencia sea como mínimo 1.5 veces la puesta en trabajo. Por esta razón, algunas curvas de tiempo no se muestran para menos de 1.5 veces la puesta en trabajo.

Sobrecarrera. Debido a la inercia de las partes móviles, el movimiento continúa cuando se retira la fuerza actuante. Esta característica se conoce como sobrecarrera. La sobrecarrera aparece en todos los relevadores pero su efecto es particularmente importante en relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, donde la selectividad se obtiene en base de acción retardada. Cuanto mayor sea el múltiplo de la puesta en trabajo, más larga será la sobrecarrera de tiempo. En general, se supone una sobrecarrera de tiempo constante de 0.1 segundos en la aplicación de relevadores de tiempo inverso.

Tiempo de reposición. El tiempo de reposición varía directamente con el ajuste del disco de tiempo. El método de análisis descrito como "características de tiempo" para la estimación de la cantidad del viaje del disco durante intervalos cortos de tiempo, combinado con el conocimiento del tiempo de reposición, le permitirá estimar a uno el funcionamiento de los relevadores de tiempo inverso durante la aplicación y retiros sucesivos de la magnitud de influencia, como cuando un motor

está conectado, o cuando se dispara un circuito y se cierra después automáticamente en una falla varias veces, o durante ondas de potencia que acompañan la pérdida de sincronismo.

Un relevador de voltaje puede estar provisto de una resistencia en serie con su circuito de la bobina para disminuir cambios en la puesta de trabajo, reduciendo el efecto de los cambios en la resistencia de la bobina en el calentamiento. Otra resistencia ayudará también a disminuir el cambio de la frecuencia en las características, si el funcionamiento es con armónicas, se sugiere un condensador en serie para trabajar con resonancia a la frecuencia normal.

Otro aspecto importante es la combinación de relevadores instantáneos con los de tiempo inverso, ya que con frecuencia se requieren las dos funciones juntas. Un relevador instantáneo y uno de tiempo inverso en una caja cerrada, son ajustables en forma independiente, pero están accionados por la misma magnitud y sus contactos abiertos (a) puede conectarse en paralelo.

2.9 Ejemplo de un sistema de protección.

Para cumplir con el objetivo de esta tesis, es oportuno poner un ejemplo de un sistema de protección. Se trata de un diagrama y como es costumbre en la aplicación de dispositivos de protección para todo fin práctico se recomienda el uso de números. El Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica de los Estados Unidos de Norteamérica incorporados en la norma americana C37.2 – 1970 de la ANSI proporciona los siguientes que son los de uso más frecuente.

1.- Elemento maestro. Es un switch iniciador que sirve en forma directa o indirecta, pone en servicio un equipo o lo pone fuera de operación.

2.- Elevador de retardo para arranque o cierre. Su función es dar una cantidad de tiempo deseado antes o después de un punto de operación en una secuencia de maniobras (switcheo) o un sistema de protección por relevadores.

3.- Relevador de verificación o bloqueo. Operan en respuesta a la posición de un número de otros dispositivos en un equipo para proporcionar una secuencia de operación a seguir.

4.- Contactor maestro. Es controlado por el elemento maestro (1) o por su equivalente y los dispositivos de protección requeridos, sirve para cerrar y abrir los circuitos de control así como para poner equipos en operación y también para ponerlos fuera.

6.- Interruptor de arranque. Su función principal es conectar una máquina a su fuente de alimentación.

12.- Elemento de sobrevelocidad. Por lo general es un dispositivo conectado o adaptado directamente a la máquina para controlar su velocidad.

13.- Elemento de velocidad síncrono. Especie de switch de velocidad centrífugo, o un relevador de desplazamiento en la frecuencia, un relevador de voltaje o de baja corriente o algún otro elemento que opera en forma aproximada a la velocidad síncrona.

14.- Elemento de baja velocidad. Se pone en operación cuando la máquina gira a una velocidad menor al valor predeterminado.

18.- Elemento de aceleración o desaceleración. Sirve para cerrar o para causar el cierre de los circuitos que aumentan o disminuyen la velocidad de la máquina.

20.- Válvula operada eléctricamente. Válvula de control o monitoreo instalada en líneas de fluido.

21.- El relevador de distancia. Funciona cuando la admittancia, impedancia o reactancia de un circuito varía más allá del valor predeterminado.

23.- Funciona para aumentar o disminuir la temperatura de la máquina, puede regular la temperatura para mantenerla a un valor fijo.

25.- Elemento de sincronización o verificación de la sincronización. Funciona cuando dos circuitos de CA están dentro

de los límites deseados de frecuencia, ángulo de fase o voltaje para permitir la operación en paralelo de estos dos circuitos.

26.- Elemento térmico de aparatos. Funciona cuando la temperatura del campo derivado a los devanados de amortiguamiento de una máquina, o que un limitador de carga o una resistencia derivadora de carga, un líquido o algún otro aparato por ejemplo un rectificador de potencia, su temperatura baje del valor previo.

27.- Relevador de bajo voltaje. Este funcionará para un valor dado de bajo voltaje.

30.- Relevador anunciador. Sirve para restablecer y puede proporcionar un número determinado de indicaciones visuales antes del funcionamiento de los elementos de protección. Desarrolla funciones de bloqueo.

32.- Relevador direccional de potencia. Funciona con un valor deseado de flujo de potencia en cierta dirección, o con inversiones de potencia provocadas por arcos de retorno en los rectificadores de potencia.

36.- Elemento de polaridad o polarización del voltaje. Permite la operación de otros elementos de polaridad fija o puede verificar la presencia de un voltaje de polarización en el equipo.

37.- Relevador de baja corriente o baja potencia. Opera cuando la corriente o la potencia están debajo de su valor de operación.

38.- Elemento de protección de los rodamientos. Funciona cuando se presenta un aumento de temperatura en las chumaceras de las máquinas fuera de lo normal.

40.- Relevador de campo. Funciona para un valor bajo o falla en la corriente de devanado de campo de la máquina, si la componente reactiva de la corriente de armadura es excesiva.

41.- Interruptor de campo. Funciona para aplicar o remover la excitación del campo de una máquina.

46.- Relevador de corriente para inversión de fase o equilibrio de fase. Funciona cuando las corrientes polifásicas están desbalanceadas o cuando hay corrientes de secuencia negativa arriba del valor permitido.

47.- Relevador de voltaje de secuencia de fase. Funciona sobre un valor determinado de voltaje entre fases con la secuencia de fase que se desea.

49.- Relevador térmico para máquina o transformador. Funciona cuando la temperatura de la armadura o algún otro devanado que lleve carga se excede de su valor.

50.- Relevador instantáneo de sobrecorriente o relevador de índice de crecimiento. Funciona de inmediato cuando la corriente aumenta por encima del índice de operación indicando una falla en el circuito que protege.

51.- Relevador de sobrecorriente en CA. Relevador con característica de tiempo inverso que funcionará cuando la corriente alterna está por arriba de su valor predeterminado.

52.- Interruptor de CA. Se usa para abrir o cerrar un circuito de corriente alterna en condiciones normales o bien para interrumpir en condiciones de falla o emergencia.

55.- Relevador de factor de potencia. Opera cuando el factor de potencia varía del valor determinado.

56.- Relevador de aplicación de campo. Automáticamente controla la excitación del campo a un motor de CA en un punto determinado en su ciclo de deslizamiento.

59.- Relevador de sobrevoltaje. Actúa para un valor dado de sobrevoltaje.

74.- Relevador de alarma. Es un anunciador que se usa para operar solo o para operar en conexión con una alarma audible o visual.

79.- Relevador de cierre en CA. Controla el cierre automático y el bloqueo de un circuito de CA.

81.- Relevador de frecuencia. Funciona con un valor predeterminado de frecuencia arriba o debajo de la frecuencia del sistema o con cierto índice de cambio en la frecuencia.

85.- Relevador receptor de portadora o hilo piloto. Este relevador actúa por medio de una señal que se usa en conexión con un portador de corriente (Carrier) o con un hilo piloto para protección direccional

87.- Relevador de protección diferencial. Funciona con una diferencia en porcentaje o ángulo de fase o bien por la diferencia de dos corrientes.

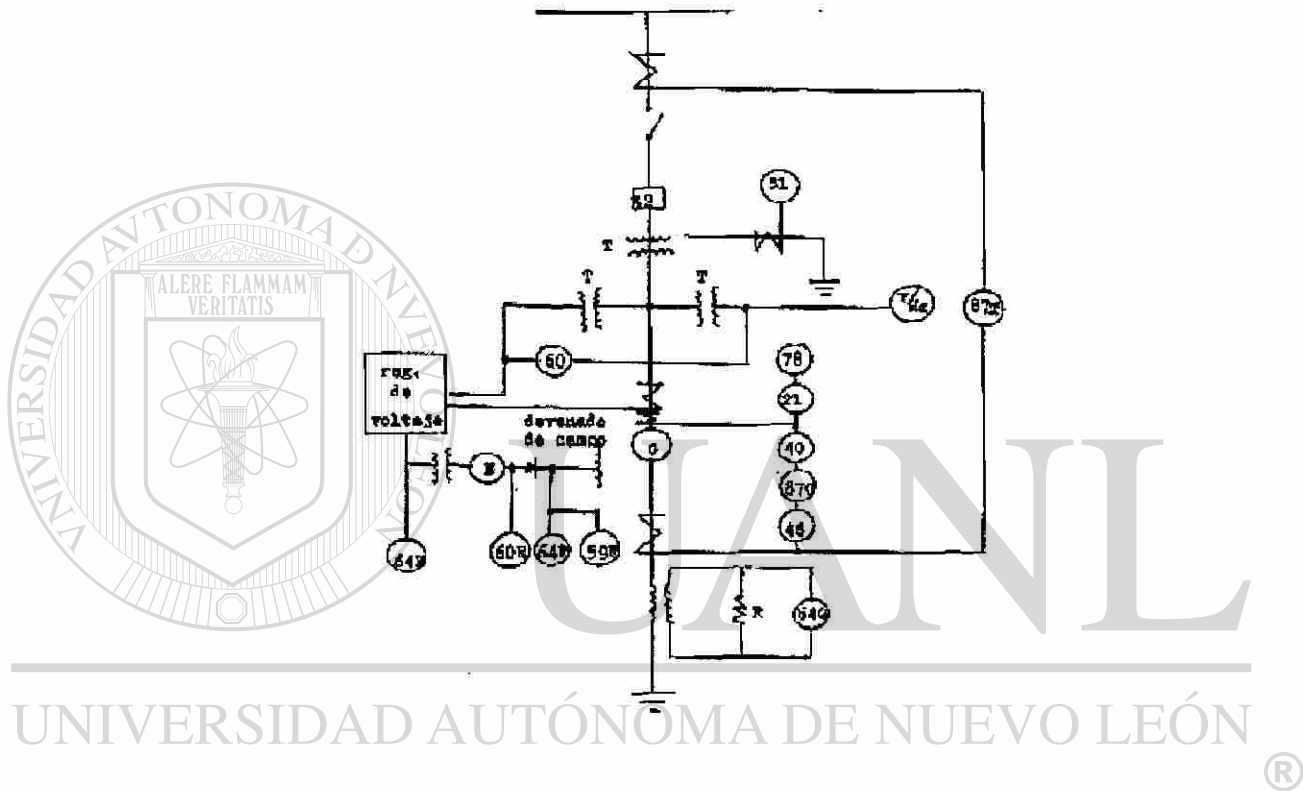
89.- Desconectador de línea. (Cuchillas desconectoras). Para poner fuera un sistema en carga o como desconectador en sistemas eléctricos de potencia, la maniobra se puede hacer en forma manual o automática.

91.- Relevador direccional de voltaje. Opera cuando el voltaje a través de un interruptor en posición abierta excede el valor dado en una cierta dirección.

92.- Relevador de voltaje y potencia direccional. Permite o provoca la conexión de dos circuitos cuando la diferencia entre ellos excede al valor dado para cierta dirección y provoca que estos dos circuitos se desconecten uno del otro cuando la potencia que fluye entre ellos se pasa del valor dado en la dirección opuesta.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Fig. 16. Ejemplo de un sistema de protección "Diagrama"



E = Excitación del alternador

G = Alternador

52 = Interruptor

60.- Relevador para el desvalance de voltaje en la excitación del alternador (60E). Provoca el cierre de la válvula de la turbina, el interruptor principal, la excitación remota, opera sobre una alarma.

78.- Pérdida de sincronismo. Actúa sobre el interruptor principal, la excitación remota y opera una alarma.

64 E.- Tierra del campo de la excitación. Hace funcionar una alarma.

64 F.- Falla a tierra del devanado del campo del generador. Dispara la válvula de la turbina, el interruptor principal, la excitación remota y opera una alarma.

64 G.- Falla a tierra del devanado del estator. Se dispara para cerrar la válvula de la turbina, el interruptor principal, la excitación remota y opera la alarma.

2.10. Transformadores de corriente.

Cuando se desea hacer mediciones de corriente cuyos valores son elevados y no pueden ser manejados directamente por los instrumentos de medición o protección, o bien cuando se trata de hacer mediciones de corriente con circuitos de alto voltaje es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos. Esta es precisamente la función que desempeñan los transformadores de corriente, ya que a través de ellos se puede cambiar el valor de una corriente en un circuito a otro que permita la alimentación de instrumentos, según la norma este valor es por lo general de 5 Amperes.

La figura 17 muestra un diagrama para un transformador de corriente TC.

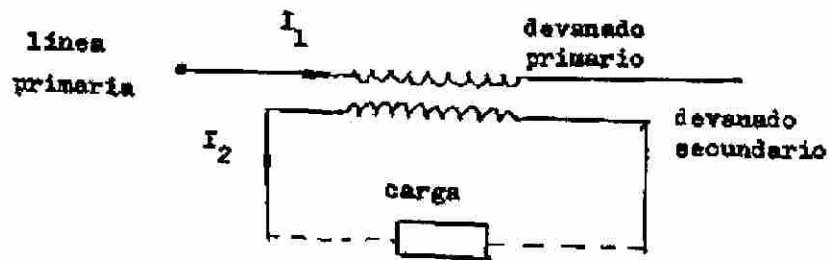


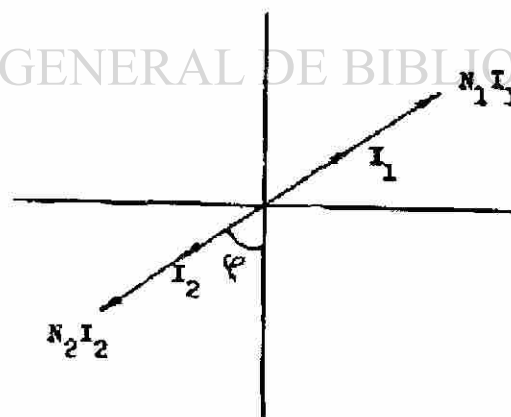
Fig. 17. Transformador de corriente TC

La relación de transformación en TC se establece como:

$$N_2 / N_1 = I_1 / I_2 = K_n$$

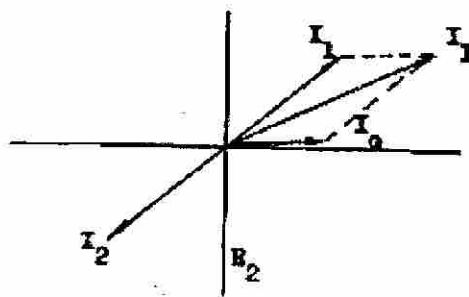
El diagrama vectorial para un transformador ideal es el siguiente.

Fig. 18



Considerando la excitación en el transformador, entonces el diagrama vectorial realmente es:

Fig. 19



I_0 = Corriente de excitación

I_1 = Corriente de carga en el primario

I_2 = Corriente de carga en el secundario

La relación de transformación en $K_n = \frac{I_1}{I_2}$

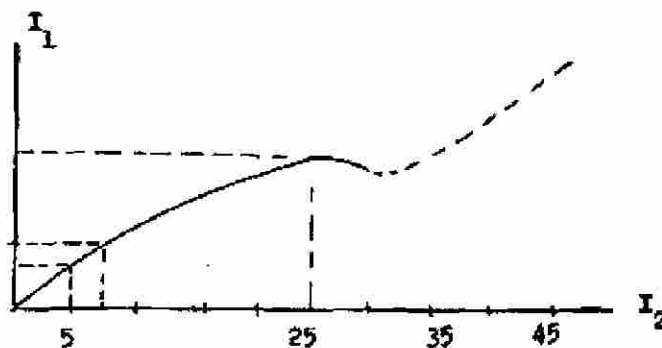
Puede existir una diferencia entre el valor especificado y el valor medido de las corrientes en los TC, este error de relación se expresa para indicar la clase de precisión del transformador en la forma:

$$\eta = \frac{K_n I_2 I_1}{I_1} \times 100$$

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

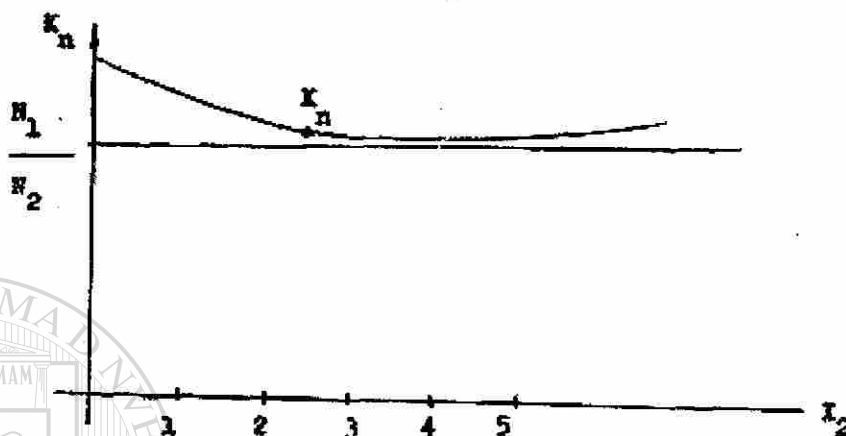
En la fig. 20 se indica la relación entre la corriente magnetizante y la corriente de carga en la forma:

Fig. 20



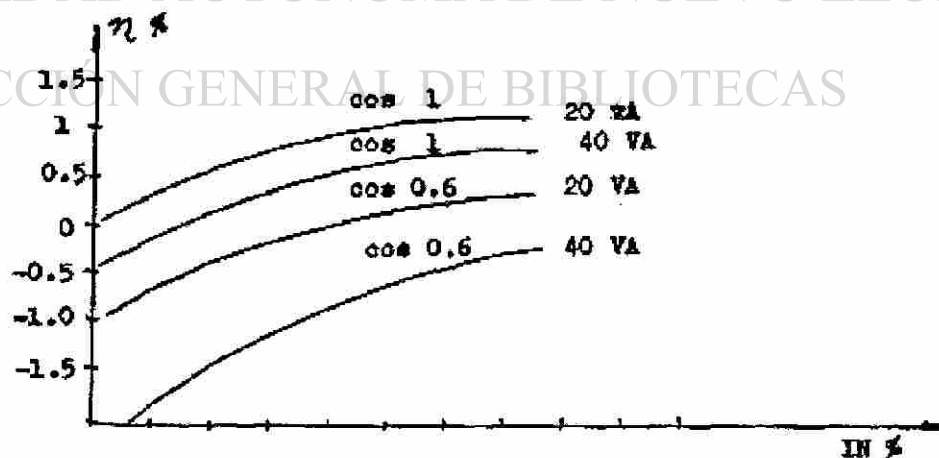
La variación de la relación de transformación con respecto a la carga se muestra en la siguiente gráfica:

Fig. 21



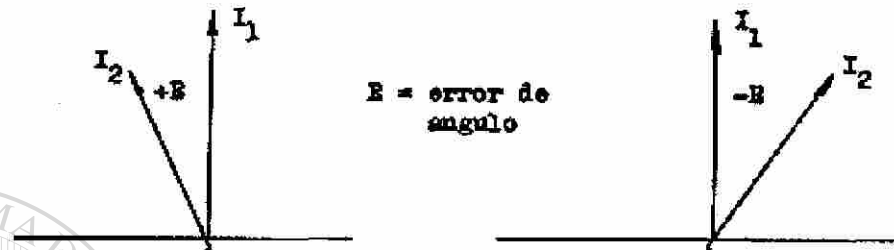
El error de la relación de transformación con respecto a las características de la carga por alimentar se puede expresar de acuerdo con la siguiente gráfica.

Fig. 22



Error de ángulo. En los TC existe un error de ángulo que depende del servicio que preste el transformador, este puede ser positivo o negativo, su valor se indica por medio de un ángulo entre los vectores de corriente primaria (I_1) y secundaria (I_2) del transformador.

Fig. 23



La influencia del error de ángulo en los TC puede ser notable y conduce a errores de precisión en las mediciones por lo que se debe de tratar de reducir en lo posible, si se actúa sobre la corriente magnetizante bajándola a sus valores mínimos. La corriente magnetizante esta dada por la expresión

$$I_0 = \frac{(R_{e1}) Z_2}{W N_1 N_2} I_2$$

I_0 = corriente magnetizante

$W = 2\pi f$.

F = frecuencia (60 Hz)

R_{e1} = Reluctancia del circuito magnético.

Z_2 = Impedancia total del secundario.

N_1 y N_2 = espiras del primario y del secundario respectivamente.

De acuerdo con el diseño de puede intentar reducir la reluctancia del transformador, haciendo más pequeño el núcleo y utilizando hierro de alta permeabilidad magnética.

Desde el punto de vista del servicio o presentación del transformador de corriente tenemos la siguiente ecuación:

$$P = Z I_2^2$$

P = Potencia suministrada a la carga en VA.

Z = Impedancia de la carga.

I_2 = Corriente del secundario del TC.

De acuerdo con esta ecuación un TC que tiene 5 amperes en el secundario y el instrumento que alimenta es de 100 VA, su impedancia máxima de carga será:

$$Z = P / I_2^2 = 100 \text{ VA} / 25 \text{ A}^2 = 4 \text{ Ohms}$$

Aunque todos los tipos de TC se utilizan para propósitos de protección, el TC de boquilla es casi invariablemente escogido en los circuitos de alta tensión por su bajo costo. No se utiliza en circuitos menores de 5 KV ni en equipo blindado. Este TC tiene un núcleo en forma anular con un arrollamiento secundario, dicho núcleo está dispuesto a rodear una boquilla de aislamiento a través de la cual pasa un conductor de potencia.

El diámetro de un TC de boquilla tiene que ser amplio para poder precisamente acomodar la boquilla, por este hecho la longitud media de la trayectoria magnética es mayor que en otros TC. Para compensar esto, y también porque tiene solo una espira primaria se hace mayor la sección transversal del núcleo. Como hay menor saturación en un núcleo de sección transversal mayor, un TC de boquilla tiende a ser más preciso que otros TC a múltiplos elevados de la corriente primaria de régimen. A bajas corrientes, en cambio, un TC de boquilla es menos preciso debido a su mayor corriente de excitación.

En párrafos anteriores se analizó en general aspectos con relación a la precisión de los TC en cuanto al error de ángulo o bien el error de relación, haremos referencia enseguida a la clasificación ASA de la precisión, ya que esta proporciona una buena medida de esta. En este método se supone que el TC está suministrando 20 veces su corriente nominal a su carga, y se clasifica basándose en el valor máximo del voltaje eficaz que el TC puede mantener en sus terminales del secundario sin que el error de relación exceda un margen especificado.

Clasificación ASA de precisión

10H10	10L10
10H20	10L20
10H50	10L50
10H100	10L100
10H200	10L200
10H400	10L400
10H800	10L800

2.5H10	2.5L10
2.5H20	2.5L20
2.5H50	2.5L50
2.5H100	2.5L100
2.5H200	2.5L200
2.5H400	2.5L400
2.5H800	2.5L800

La "H" significa impedancia interna del secundario alta, la letra "L" es Impedancia interna del secundario baja. El numero anterior a la letra es el error máximo de relación especificado en porcentaje $(100/FCR - 1)$ y el número después de la letra es la tensión final máxima secundaria a la que puede tolerarse el error de relación especificado, para una corriente del secundario aumentada 20 veces la nominal. Para 5 amperes del secundario que es el valor nominal usual, dividiendo la tensión máxima especificada entre 100 amperes $(20 \times 5a)$ se obtiene la impedancia máxima de la carga especificada a través de la cual el TC pasará sin amperes con no más del error de relación especificado.

La principal utilidad de la clasificación ASA de la precisión es para propósitos de especificación, para proporcionar una indicación de la calidad del TC. Cuanto más elevado es el número después de la letra H o L, mejor es el TC. Sin embargo, solo se aplica una clasificación ASA de la precisión, si se utiliza todo el arrollamiento del secundario; ésta no se aplica si se trata de arrollamientos con tomas de los TC de boquilla.

Si un TC de boquilla tiene arrollamientos con tomas completamente distribuidas, se puede aplicar la clasificación ASA para cualquier parte con tomas y deducirse en la forma siguiente; supóngase que se clasifica un TC de boquilla dada de 1200/5 con 240 espiras como IOL400; si se utiliza una toma de 120 espiras del secundario completamente distribuidas, la clasificación aplicable es IOL200, etc. Esto supone que el TC no es realmente mejor que su clasificación.

Estrictamente la clasificación ASA es para una carga que tiene un factor de potencia especificado. Sin embargo, para propósitos prácticos puede despreciarse el factor de potencia de la carga.

Si la información que se obtiene de la clasificación ASA indica que el TC es adecuado para la aplicación proyectada, no son necesarios cálculos adicionales, pero si el TC no parece adecuado, debe hacerse un estudio más preciso antes de rechazarlo.

2.11 Transformadores de Potencial.

Un transformador de potencial es un transformador convencional que tiene arrollamientos primarios y secundarios; que se emplea para medición y para protección. La operación básica es reducir el voltaje que puede ser muy alto a un valor que pueda ser aplicado a instrumentos.

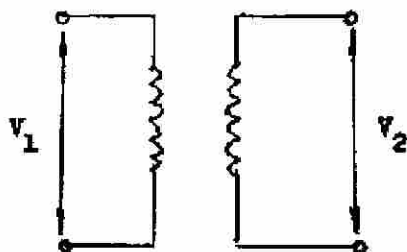


Figura 24.

K_n = Relación de transformación.

$$K_n = V_1 / V_2$$

V_1 = Voltaje primario.

V_2 = Voltaje secundario.

Los transformadores de potencial pueden tener diferentes relaciones de transformación dependiendo del número de secundarios que tengan, el diagrama vectorial para el transformador ideal es como sigue:



Figura 25.

I_0 = Corriente de excitación.

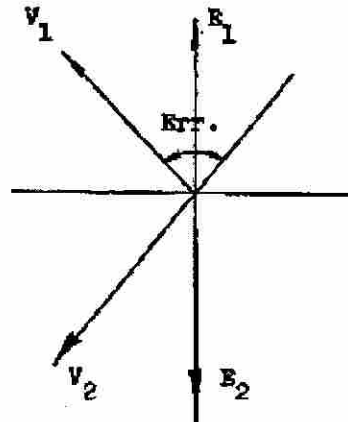
I_1' = Corriente de carga.

I_1 = Corriente total del primario.

I_2 = Corriente de carga en el secundario.

Como los devanados del transformador tienen una caída de voltaje el diagrama vectorial real es como sigue:

Figura 26.



De acuerdo con los diagramas anteriores en los casos ideal y real, tendremos básicamente dos tipos de errores en los transformadores de potencial **TP**, uno será el “error de relación” y el otro es “el error de ángulo”. La ecuación para el primero es.

$$\text{Error de Relación} = \frac{K_n (V_2 - V_1)}{V_1} \times 100$$

Este error de relación puede ser positivo o negativo.

De acuerdo con las especificaciones para un TP, además de la relación de transformación, se debe indicar la potencia de consumo de los aparatos que va a alimentar y su clase de precisión. Para la potencia tendremos:

$$P = V_2 I_2 = V_2^2 / Z$$

En donde Z = impedancia de la carga por alimentar.

Por ejemplo, si un TP alimenta por su secundario 100 volts a una carga de 50 VA la corriente será:

$$I = 50 / 100 = 0.5 \text{ A o bien:}$$

$$\text{Como } Z = V_2^2 / P = (100)^2 / 50 = 200 \text{ Ohms}$$

La clase de precisión de acuerdo a normas internacionales se considera como la correspondencia entre los errores de relación y los errores de ángulo expresados en minutos, en la tabla siguiente se indica esta correspondencia.

Figura 27.

Clase	Error de relación en %	Error de ángulo en minutos (de arco)
0.1	± 0.1	± 5
0.2	± 0.2	± 10
0.5	± 0.5	± 20
1.0	± 1.0	± 40
3.0	± 3.0	-----
Clase de precisión para transformadores de potencial TP.		

Podemos concluir que las especificaciones importantes para un TP determinado son:

1. Relación de transformación.
2. Potencia a alimentar en VA.
3. Clase de precisión.
4. Tipo de Servicio (interno o interperie).
5. Número de devanados.
6. Especificaciones dieléctricas.

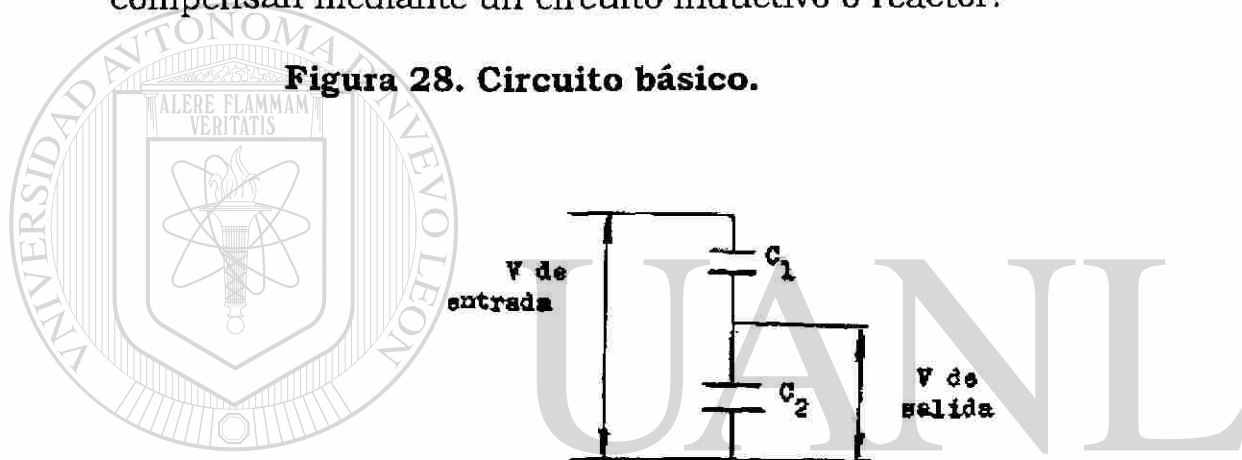
En este punto nos referimos a:

- 6.1 Nivel básico de aislamiento al impulso de 1.2/50 microsegundos.
- 6.2 Nivel de aislamiento a la tensión de 60 Hz en un minuto.

2.12 Divisor de Voltaje.

Desde el punto de vista de su construcción estos pueden ser resistivos o capacitivos; en aplicaciones específicas en sistemas eléctricos de potencia, son usados en alta tensión (115 – 400 Kv) y por lo general son del tipo capacitivo. A estos divisores se les conoce también como transformadores capacitivos y se compensan mediante un circuito inductivo o reactor.

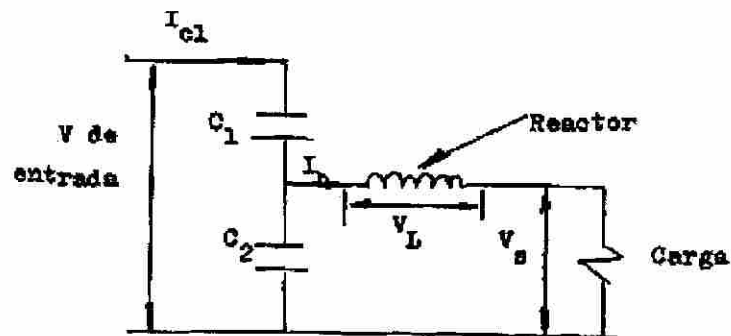
Figura 28. Circuito básico.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Figura 29. Circuito compensado.



Para el circuito básico la fórmula es:

$$V_{ent} = X_{c1} I + X_{c2} I \quad V_{sal} = X_{c2} I$$

$$V_{ent}/V_{sal} = (X_{c1} + X_{c2}) I / X_{c2} I$$

$$V_{sal} = X_{c2} / (X_{c1} + X_{c2})$$

Finalmente:

$$V_{sal} = V_{ent} [C_2 / (C_1 + C_2)]$$

Normalmente estos transformadores capacitivos están contruidos en forma modular, es decir, que una unidad de 400 Kv puede estar formada de 2 de 230 Kv o 4 de 115 Kv.

Por lo general, se diseñan de tal modo que C_1 es mucho menor que C_2 .

La reactancia de compensación actúa sobre el voltaje compensando su caída debido al efecto capacitivo, su valor se determina en la forma:

$$\omega L = 1 / (\omega C_1 + \omega C_2) \quad \text{si } C_1 < C_2$$

$$\text{entonces: } \omega L = 1 / \omega C_2$$

Por ejemplo, si queremos la capacitancia del secundario en un divisor capacitivo:

$$V_{\text{sal}} = 127 \text{ Volts, consumo de la carga } P = 30 \text{ VA.}$$

Solución:

$$127 I = 30 \text{ VA} \quad I = 30 / 127 = 0.2362 \text{ A} \quad Q = V_2 / X_{c2}$$

$$X_{c2} = 127^2 / 30 = 537.6 \text{ Ohms, como } X_{c2} = 1 / \omega C_2$$

$$C_2 = 1 / \omega X_{c2} = 1 / [2\pi (60) (537.6)] = 4.934 \text{ Micro faradios.}$$



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Capítulo 3

3.1 Respuesta de los relevadores en operación.

En esta parte de la tesis considero oportuno presentar un análisis sobre los relevadores diferenciales y los de distancia, aunque en los puntos sucesivos, y si fuera necesario haríamos una repetición de las características y funcionamiento de ellos.

3.2 Relevadores diferenciales.

Un relevador diferencial es aquel que funciona cuando el vector diferencial de dos o más magnitudes eléctricas similares excede a una cantidad predeterminada. La mayoría de Las aplicaciones del relevador diferencial son del tipo "diferencial de corriente". El diagrama de la figura 30 representa un arreglo sencillo de un relevador diferencial.

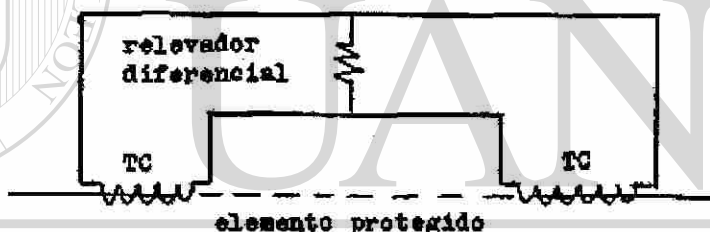
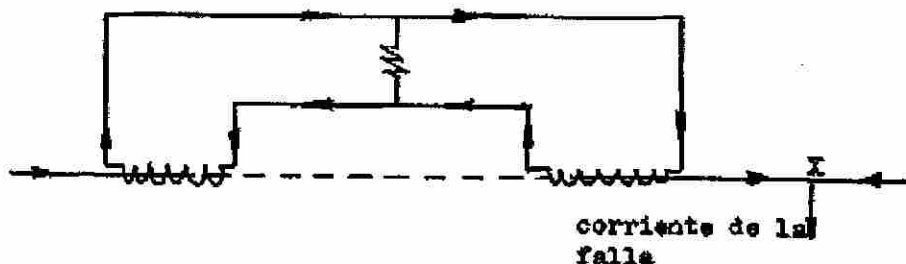


Figura 30. Diagrama básico del relevador diferencial.

En la figura 30 se puede ver que la parte protegida es la sección punteada. El elemento protegido puede ser una longitud de circuito, un arrollamiento del generador, una parte de las barras colectoras, etc.

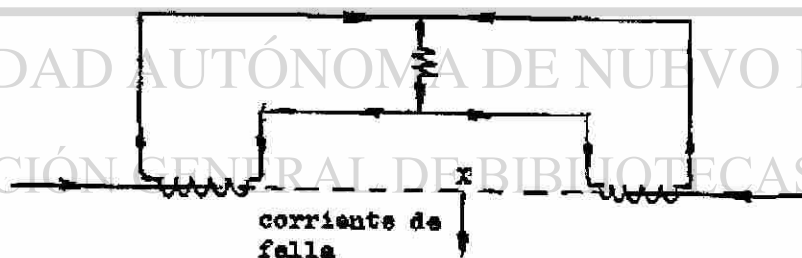
En la figura 31 se muestra como serían las corrientes cuando se presenta una falla externa.

Figura 31. Falla externa al relevador diferencial.



Si las dos TC tienen la misma relación de transformación y están conectados adecuadamente, sus corrientes secundarias circularán como se muestra por las flechas, y no fluirá corriente por el relevador diferencial. Si el corto circuito se desarrolla entre los dos TC, tendremos entonces las condiciones de la siguiente figura.

Figura 32. Condiciones para una falla interna.



Si la corriente de fluye hacia el corto circuito en los dos TC, la suma de las corrientes secundarias pasa por el relevador diferencial. No es necesario que la corriente de corto circuito fluya hacia la falla de ambos lados, para que la corriente secundaria pase por el relevador diferencial, con el flujo de un solo lado, y aunque alguna corriente fluya fuera de un lado mientras que entra una gran corriente por el otro, originará la corriente diferencial.

De acuerdo a lo anterior la corriente del relevador diferencial es proporcional al vector diferencia entre las corrientes que entran y salen del circuito protegido, y si la corriente diferencial excede el valor de puesta en trabajo, el relevador se dispara.

Una forma más generalizada es la del relevador diferencial de porcentaje, la cual es básicamente la misma ya descrita, solo que en este caso la corriente diferencial es una magnitud variable, debido al efecto de una bobina de retención. La corriente diferencial en la bobina de funcionamiento es proporcional a $I_1 - I_2$, y la corriente equivalente en la bobina de retención es proporcional a $(I_1 + I_2) / 2$, ya que la bobina de funcionamiento está conectada en el punto medio de la bobina de retención.

Si hacemos N el número de espiras en la bobina de retención, los amperes-vueltas totales son $I_1 N / 2 + I_2 / 2$ que es lo mismo que $(I_1 + I_2) / 2$ fluyera por toda la bobina. La figura 33 es un diagrama básico de un relevador diferencial, y la figura 34 presenta la característica de funcionamiento.

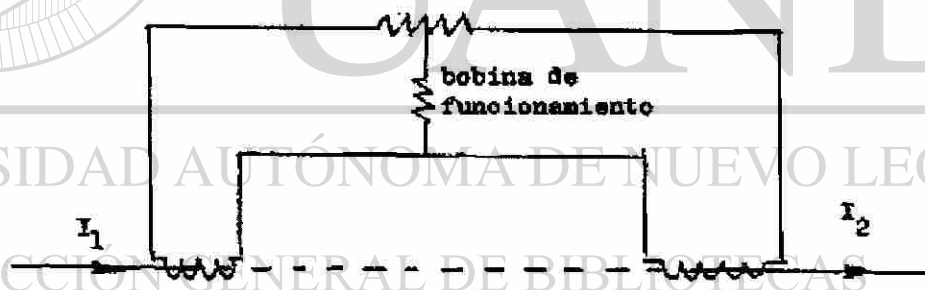


Figura 33. Relevador diferencial de porcentaje.

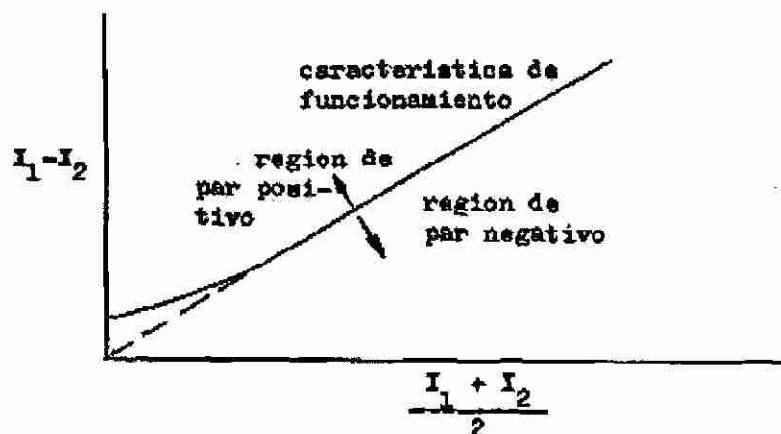


Figura 34. Característica de funcionamiento de un relevador diferencial de porcentaje.

Excepto para el ligero efecto del resorte de control a bajas corrientes, la relación de la corriente de régimen diferencial a la corriente promedio de retención es un porcentaje fijo, lo que explica el nombre del relevador.

La ventaja de este relevador es que a menor posible que funcione con menor corrección que un diferencial sencillo.

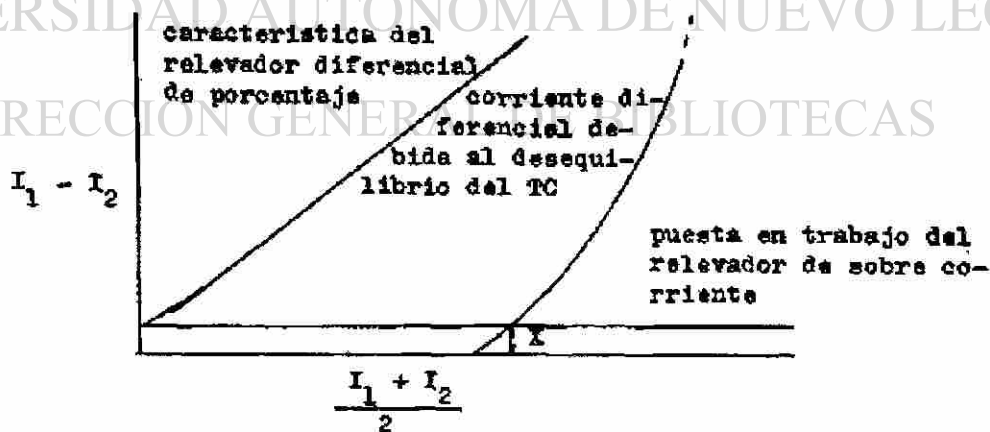


Figura 35. Valor de la característica diferencial de porcentaje.

En esta gráfica hay una comparación entre el simple relevador de sobrecorriente con un relevador diferencial de porcentaje. Un relevador de sobrecorriente que tiene la misma puesta de trabajo que un relevador diferencial de porcentaje, funcionaria en forma indeseada cuando la corriente diferencial exceda escasamente en valor de X, puesto que no habría tendencia a funcionar del relevador diferencial de porcentaje.

Los relevadores diferenciales de porcentaje pueden aplicarse a elementos de sistema que tienen más de dos terminales. Los relevadores diferenciales de porcentaje son en general instantáneos o de alta velocidad.

3.3. Relevadores de distancia.

En un relevador de distancia el par producido por un elemento de corriente esta equilibrado con el par de un elemento de tensión. El par positivo es producido por el elemento de corriente, y el elemento de voltaje produce la reposición o par negativo. En la ecuación $T=K_1I^2-K_2V^2-K_3$ donde K_3 es el efecto del resorte de control, en el punto de equilibrio cuando se llega al límite de funcionamiento, el par neto es cero

$$K_2V^2 = K_1I^2 - K_3$$

Dividiendo entre K_2I^2 ; tendremos $V^2/I^2 = K_1/K_2 - K_3/K_2I^2$

Como $V/I = Z = (K_1/K_2 - K_3/K_2I^2)^{1/2}$

El efecto del resorte de control es importante solo en corriente muy bajas, entonces K_3 puede ser cero:

$$Z = (K_1 - K_2)^{1/2} = \text{cte.}$$

De acuerdo con la ecuación anterior de relevador de impedancia esta en el límite de funcionamiento a un valor constante dado de la relación V entre I o sea, la impedancia.

En la gráfica de la Figura 36 tenemos la característica de funcionamiento de un relevador de distancia del tipo de impedancia.

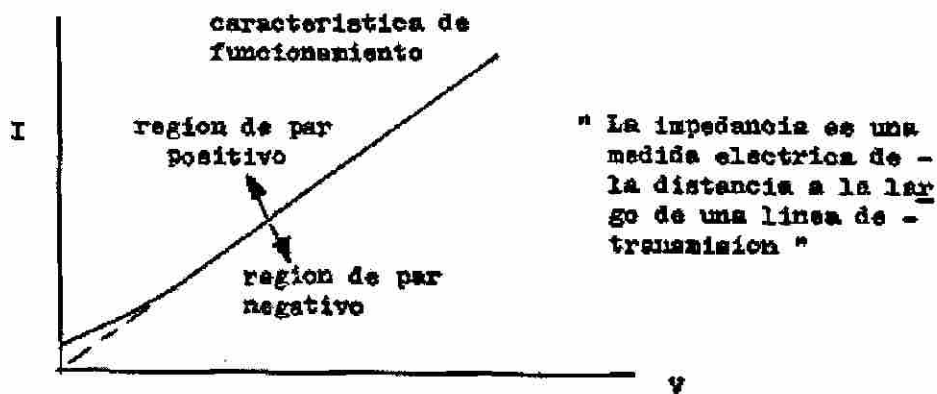


Figura 36. Característica de funcionamiento de un relevador de impedancia.

En la gráfica aparece el efecto del resorte de control como una ligera curvatura en el extremo de baja corriente. La línea punteada que representa el valor constante de Z es la característica de funcionamiento.

Una forma más adecuada para comprender el funcionamiento del relevador de distancia es mediante el diagrama de impedancia (R, X) de la siguiente figura.

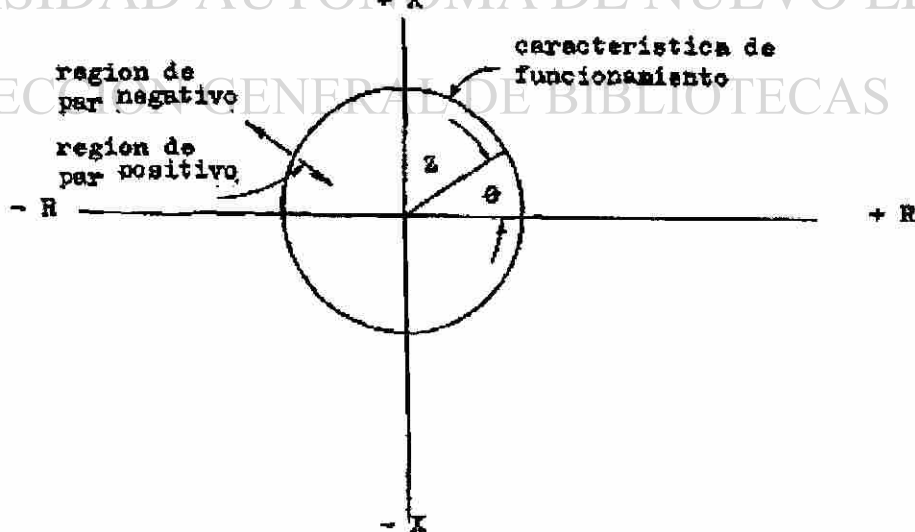


Figura 37. Característica de funcionamiento de un relevador de impedancia en un diagrama $R - X$.

Despreciando el efecto del resorte de control, el valor numérico de Z es la longitud de un radio vector, y el ángulo de fase teta entre voltaje y corriente determina la posición del vector. Si I esta en fase con V , el radio vector esta sobre el eje $+R$, pero si I esta desfasada 180 grados de V el radio vector está sobre el eje $+R$, pero si I esta desfasada 180 grados de V el radio vector está sobre el eje $-R$. Si I se atrasa de V , el radio vector tiene una componente $-X$, como el funcionamiento del relevador de impedancia es prácticamente independiente del ángulo de fase entre V e I , la característica de funcionamiento es un círculo con su centro en el origen. Cualquier valor de Z menor que el radio del círculo produce un par positivo, y cualquier valor de Z mayor que este radio resultará en par negativo.

A corrientes muy bajas donde la característica de funcionamiento empieza como una línea recta, debido al resorte de control, el efecto en la figura 37 es hacer menor el radio del círculo. Esto no tendrá ningún significado práctico, ya que rara vez la aplicación adecuada de dichos relevadores, depende acaso, del funcionamiento a tales corrientes bajas.

En la figura 38 se muestra la característica de funcionamiento de un relevador de impedancia de alta velocidad. La curva mostrada es para un valor particular de corriente. Para corrientes más grandes, se sitúan bajo esta curva, y arriba de la curva para corrientes más bajas.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

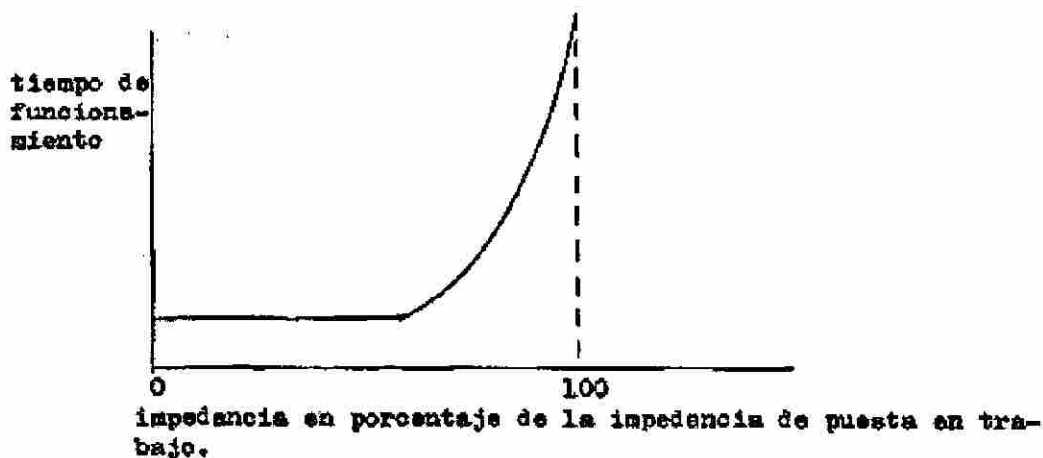


Figura 38. Tiempo de funcionamiento contra la característica de impedancia de un relevador de alta velocidad para un valor de corriente.

Para protección de líneas de transmisión, un relevador de distancia monofásico del tipo de impedancia, consta de una unidad direccional monofásica, tres unidades de relevadores de impedancia de alta velocidad y una unidad de tiempo, junto con sus indicadores, unidades sello y otros auxiliares. La figura 39 muestra en forma esquemática los circuitos de contacto de las principales unidades. Las tres unidades de impedancia están rotuladas Z_1 , Z_2 y Z_3 . Las características de funcionamientos de estas tres unidades son ajustables en forma independiente.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

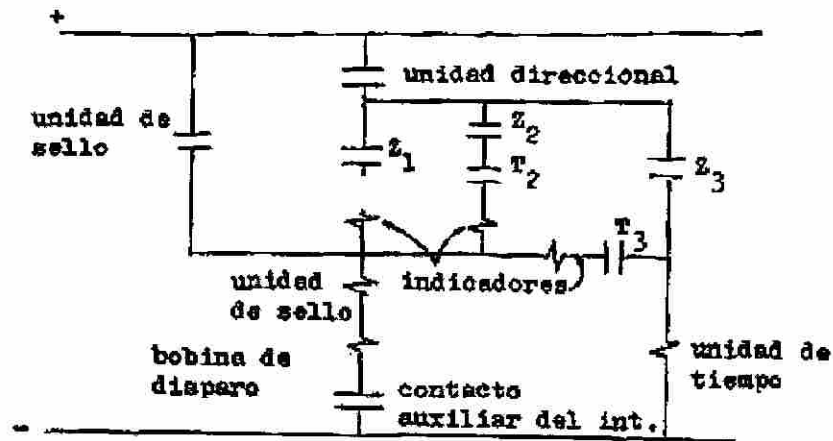


Figura 39. Conexiones esquemáticas de los circuitos de contacto de un relevador de distancia del tipo de impedancia.

En el diagrama R-X de la figura 40, el círculo para Z_1 es el más pequeño, el círculo para Z_3 el más grande, y el de Z_2 el intermedio.

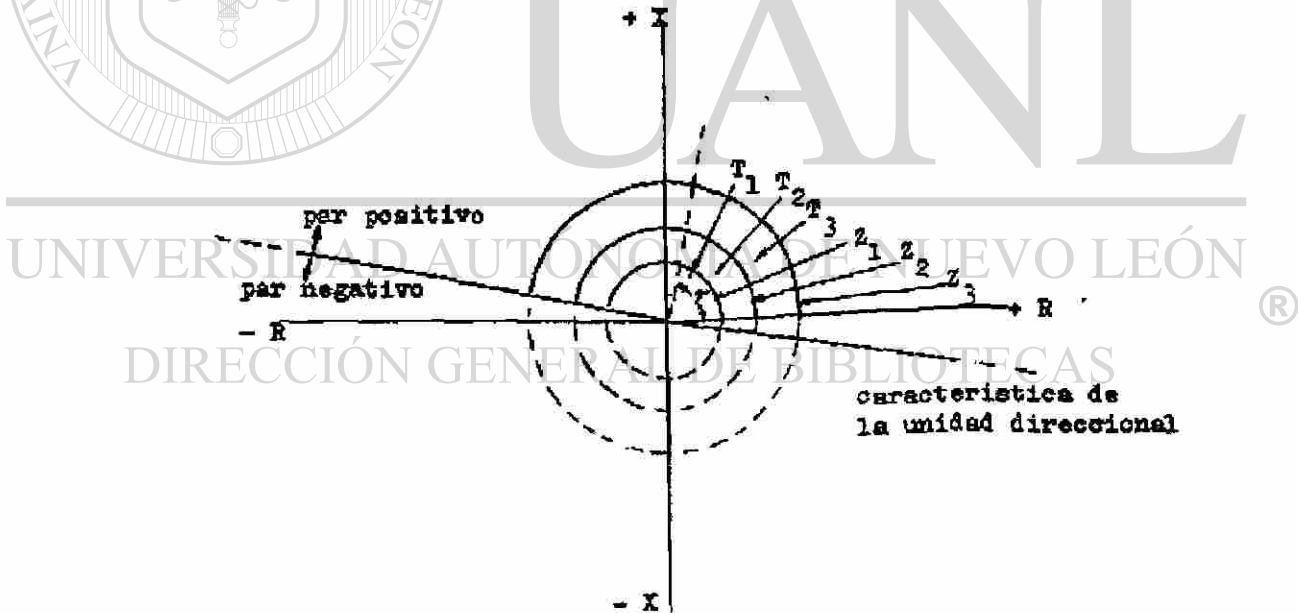


Figura 40. Característica de funcionamiento de acción retardada de un relevador de distancia de tipo impedancia.

Un valor de impedancia dentro del círculo de Z_1 origina que funcionen las tres unidades de impedancia. El resultado neto del funcionamiento de un relevador de este tipo, es que el disparo ocurre solo para puntos que están dentro de los círculos y arriba de la característica de la unidad direccional.

En referencia a la figura 40 en que la unidad direccional tiene una característica de funcionamiento de línea recta, como se muestra, sólo si se desprecia el efecto de resorte de control, que es suponer que no hay par de retención. Si se desprecia el efecto del resorte de control, el par de la unidad direccional es:

$$T = K_1VI \cos (\theta - T)$$

Cuando el par neto es cero:

$$K_1VI \cos (\theta - T) = 0$$

Ya que K_1 , V e I no son necesariamente cero, entonces:

$$\cos (\theta - T) = 0$$

quiere decir que: $(\theta - T) = \pm 90^\circ$

De aquí que $\theta = T \pm 90$ describa la característica del relevador. De este modo, la punta de cualquier radio vector Z a 90° del ángulo de par máximo se sitúa en la característica de funcionamiento, y este describe la línea recta en la figura 40.

Si se toma en cuenta el efecto de resorte de control, la ecuación del par es la siguiente:

$$T = K_1VI \cos (\theta - T) - K_2$$

En el punto de equilibrio, el par neto es cero:

$$K_1VI \cos (\theta - T) = K_2$$

Pero como $I = V / Z$ sucede que:

$$(V^2/Z) \cos (\theta-T) = K_2 / K_1 \text{ o bien,}$$

$$Z = (K_1 / K_2) V_2 \cos (\theta-T)$$

Esta ecuación describe un número infinito de círculos, una para cada valor de V , una de cuyos círculos se muestra en la siguiente figura, para las mismas conexiones y el mismo valor de T que en la figura 40. El hecho de que algunos valores de T darán valores negativos de Z se ignoran. Z negativa no tiene significado.

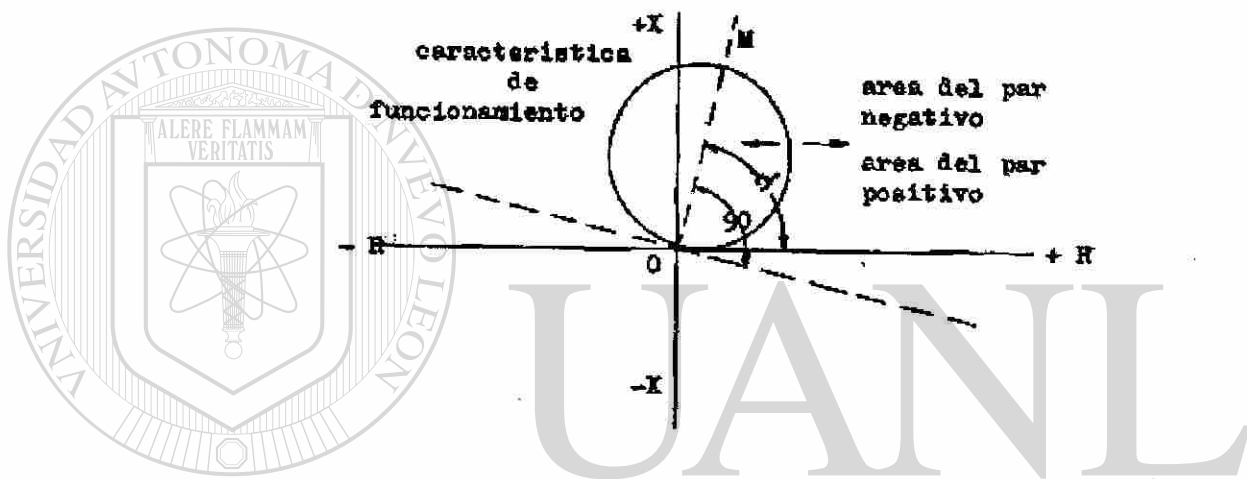


Figura 41. Las características de un relevador direccional para un valor del voltaje.

Los centros de todos los círculos estarán situados en la línea punteada dirigidos de O hasta M , en la figura 41. El diámetro de cada círculo será proporcional al cuadrado del voltaje. A tensión normal, y aun a tensiones más pequeñas, el diámetro será tan grande que para propósitos prácticos se puede suponer la característica de línea recta de la figura 40.

Una gráfica que muestra la aplicación de los relevadores de distancia para protección de líneas de transmisión es el siguiente.

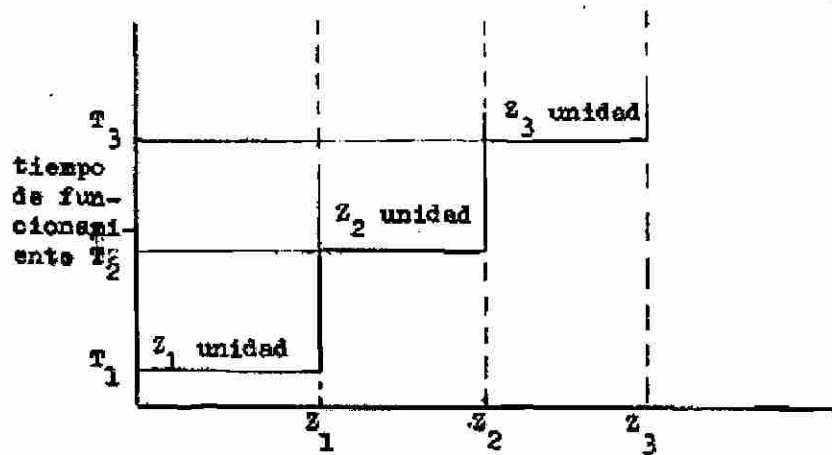


Figura 42. Tiempo de funcionamiento contra impedancia para un relevador de distancia del tipo de impedancia.

Esta característica es conocida por lo común como una característica tiempo-impedancia escalonada. Z_1 Y Z_2 proporcionan la protección primaria para una sección dada de una línea de transmisión, Z_2 Y Z_3 proporcionan la protección de respaldo para barras colectoras y secciones de línea adyacentes.

3.4 Relevador de distancia del tipo de impedancia modificado.

Este relevador es el mismo que el del tipo de impedancia, excepto que sus características de funcionamiento de la unidad de impedancia están desplazadas, esto se logra con una corriente de polarización, que consiste de la introducción en la tensión de alimentación de un voltaje adicional proporcional a la corriente al cuadrado, que hace la ecuación del par como sigue:

$$T = K_1 I_2 - K_2 (V + C I)^2$$

El término $(V + C I)$ es la magnitud eficaz de la suma vectorial de V y $C I$, influyendo el ángulo θ entre V e I lo mismo que un ángulo constante en el término C . Esta es la ecuación de un

círculo cuyo centro esta fuera del origen, como vemos en la siguiente figura.

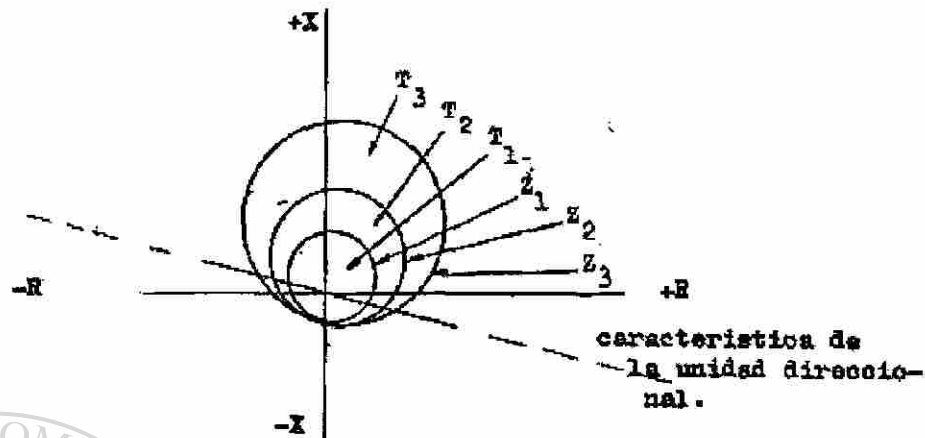


Figura 43. Característica de funcionamiento de un relevador de distancia del tipo de impedancia modificado.

Por la polarización mencionada, puede desplazarse un círculo característico en cualquier dirección del origen, y por cualquier cantidad deseada, aun si el origen esta fuera del círculo.

3.5 Relevador de distancia del tipo de reactancia.

Este relevador tiene un elemento de sobrecorriente que desarrolla par positiva, y un elemento direccional corriente-voltaje que se opone o ayuda al elemento de sobrecorriente, según sea el ángulo de fase entre la corriente y el voltaje. El relevador de reactancia es como un relevador de sobrecorriente con retención direccional. El elemento direccional esta arreglado para desarrollar par máxima negativa cuando su corriente se atrasa de su voltaje 90.

Si el efecto del resorte de control es $-K_3$ la ecuación del par es:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V I \text{ sen } \theta - K_3$$

donde θ está definido como positivo cuando I se atrasa de V . En el punto de equilibrio el par neto es cero y de aquí:

$$K_1 I^2 = K_2 V I \text{ sen } \theta + K_3$$

Dividiendo los dos lados de la ecuación entre I^2 tendremos:

$$K_1 = K_2 (V/I) \text{ sen } \theta + (K_3/I^2)$$

$$\text{O bien } (V/I) \text{ sen } \theta = Z \text{ sen } \theta = X = (K_1/K_2) - (K_3/K_2)I^2$$

despreciando el efecto del recorte de control:

$$X = (K_1/K_2) = \text{constante}$$

En otras palabras, este relevador tiene una característica de funcionamiento tal que todos los radios vectores de impedancia cuya punta se encuentra situada en esta característica tienen una componente X constante.

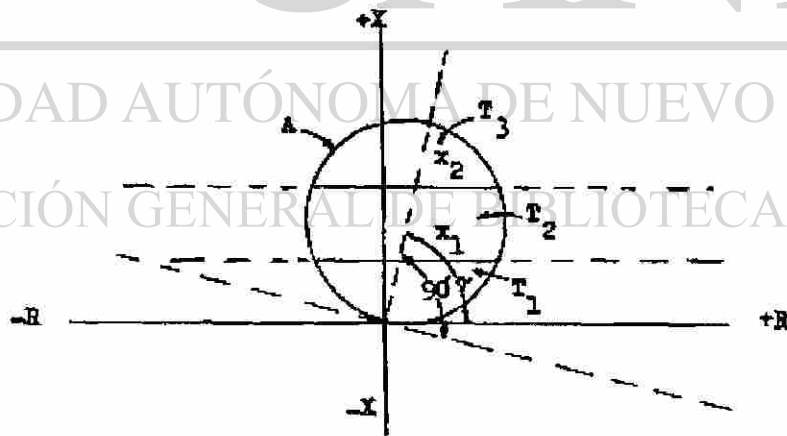
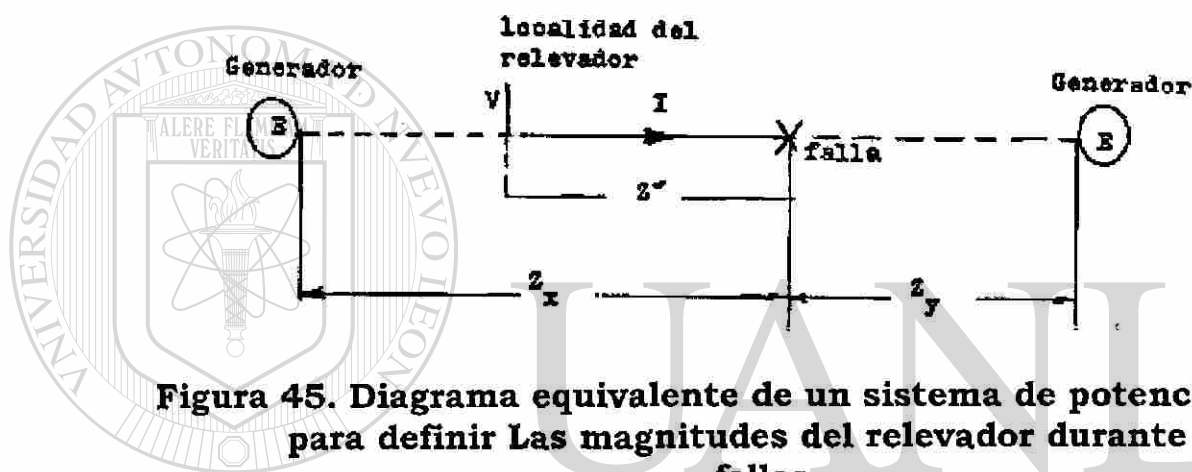


Figura 44. Características de funcionamiento de un relevador de distancia del tipo de reactancia.

Con esta ilustración (fig. 44) concluimos el tema sobre relevadores de distancia, y por supuesto si dentro de otro tema fuera necesario proporcionar más datos o repetir algún análisis se hará oportunamente.

3.6 Corto circuito.

Un modelo para un sistema de potencia en el que ocurre un corto circuito es el de la fig. 45. Las impedancias equivalentes a la izquierda del relevador y a la derecha del corto circuito son las que limitan la corriente de corto circuito. Se supone que el corto circuito está situado en la dirección de disparo del relevador.



Se desprecia el efecto de la inducción mutua de un circuito que está paralelo al sistema entre el relevador y la falla. Se despreciarían también las corrientes de la carga, sin embargo esta no se puede despreciar si la corriente de falla es muy baja.

Z = Impedancia del sistema vista a ambos lados de la falla

$$Z = (Z_x Z_y) / (Z_x + Z_y)$$

C = Relación de la corriente I del relevador con la corriente total de falla:

$$C = (Z_y) / (Z_x + Z_y)$$

En un corto circuito trifásico, se emplea la red de secuencia positiva para el análisis, por tal motivo solo se involucran los valores de secuencia positiva. En el circuito de la figura 46 R_f es la resistencia en el corto circuito entre fase y neutro.

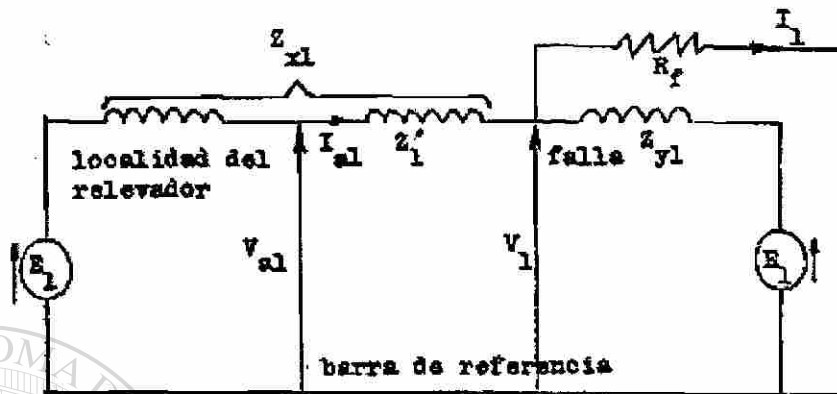


Figura 46. Red de secuencia positiva para una falla trifásica.

De acuerdo con la red de la figura tenemos:

$$I_1 = (E_1) / (Z_1 + R_f)$$

$$I_{a1} = (Z_{y1} I_1) / (Z_{y1} + Z_{x1}) = C_1 I_1 = C_1 E_1 / (Z_1 + R_f)$$

$$V_1 = I_1 R_f = E_1 R_f / (Z_1 + R_f)$$

$$V_{a1} = V_1 + I_{a1} Z_1' = \left\{ \frac{E_1 R_f}{(Z_1 + R_f)} \right\} + \left\{ \frac{C_1 E_1 Z_1'}{(Z_1 + R_f)} \right\}$$

Si $E_1 / (Z_1 + R_f) = 1/K$ entonces: $K I_{a1} = C_1$

$$K V_{a1} = R_f + C_1 Z_1'$$

Como en la falla trifásica no intervienen las redes de secuencia negativa ni cero podemos escribir:

$$\begin{aligned} \mathbf{K I}_{a2} &= \mathbf{0} \\ \mathbf{K I}_{a0} &= \mathbf{0} \\ \mathbf{K V}_{a2} &= \mathbf{0} \\ \mathbf{K V}_{a0} &= \mathbf{0} \end{aligned}$$

Las corrientes y los voltajes de fase a neutro en el relevado son:

$$\begin{aligned} \mathbf{K I}_a &= \mathbf{K (I}_{a1} + \mathbf{I}_{a2} + \mathbf{I}_{a0}) = \mathbf{C}_1 \\ \mathbf{K I}_b &= \mathbf{a}^2 \mathbf{K I}_{a1} + \mathbf{a K I}_{a2} + \mathbf{K I}_{a0} = \mathbf{a}^2 \mathbf{C}_1 \\ \mathbf{K I}_c &= \mathbf{a K I}_{a1} + \mathbf{a}^2 \mathbf{K I}_{a2} + \mathbf{K I}_{a0} = \mathbf{a C}_1 \\ \mathbf{K V}_a &= \mathbf{K V}_{a1} + \mathbf{K V}_{a2} + \mathbf{K V}_{a0} = \mathbf{R}_f + \mathbf{C}_1 \mathbf{Z}_1' \\ \mathbf{K V}_b &= \mathbf{a}^2 \mathbf{K V}_{a1} + \mathbf{a K V}_{a2} + \mathbf{K V}_{a0} = \mathbf{a}^2 (\mathbf{R}_f + \mathbf{C}_1 \mathbf{Z}_1') \\ \mathbf{K V}_c &= \mathbf{a K V}_{a1} + \mathbf{a}^2 \mathbf{K V}_{a2} + \mathbf{K V}_{a0} = \mathbf{a} (\mathbf{R}_f + \mathbf{C}_1 \mathbf{Z}_1') \end{aligned}$$

Si se involucran los TC conectados en delta:

$$\begin{aligned} \mathbf{K (I}_a - \mathbf{I}_b) &= \mathbf{(1 - a}^2) \mathbf{C}_1 \\ \mathbf{K (I}_b - \mathbf{I}_c) &= \mathbf{(a}^2 - \mathbf{a}) \mathbf{C}_1 \\ \mathbf{K (I}_c - \mathbf{I}_a) &= \mathbf{(a - 1) C}_1 \end{aligned}$$

Y para los voltajes entre fases será:

$$\begin{aligned} \mathbf{K V}_{ab} &= \mathbf{K (V}_a - \mathbf{V}_b) = \mathbf{(1 - a}^2) (\mathbf{R}_f + \mathbf{C}_1 \mathbf{Z}_1') \\ \mathbf{K V}_{bc} &= \mathbf{K (V}_b - \mathbf{V}_c) = \mathbf{(a}^2 - \mathbf{a}) (\mathbf{R}_f + \mathbf{C}_1 \mathbf{Z}_1') \\ \mathbf{K V}_{ca} &= \mathbf{K (V}_c - \mathbf{V}_a) = \mathbf{(a - 1) (R}_f + \mathbf{C}_1 \mathbf{Z}_1') \end{aligned}$$

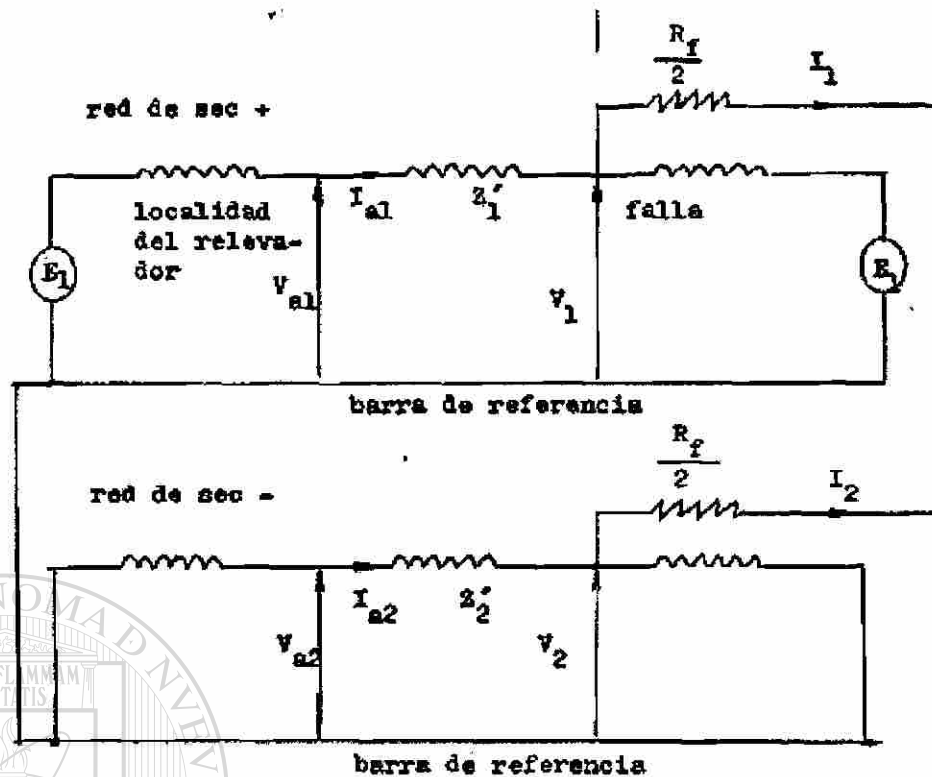


Figura 47. Conexión de las redes de secuencia positiva y secuencia negativa entre las fases b y c.

En la figura 47 para una falla línea a línea tenemos.

$$I_1 = E_1 / (Z_1 + Z_2 + R_f) = E_1 / (2Z_1 + R_f)$$

Suponiendo $Z_2 = Z_1$ y luego:

$$E_1 / (2Z_1 + R_f) = 1/K$$

Se comprende que el valor de K no es el mismo que para el corto trifásico, incluso el valor de R_f es la resistencia entre las fases en corto y como:

$$V_1 = (I_1 - I_2) (R_f/2) - I_2 Z_2$$

$$= I_1 R_f + I_1 Z_1 \text{ ya que } I_2 = -I_1 \text{ y } Z_2 = Z_1 \text{ (supuesta)}$$

$$\begin{aligned} V_{a1} &= V_1 + I_{a1}Z_1' \\ &= I_1 (R_f + Z_1 + C_1Z_1') \text{ ya que } I_{a1} = C_1I_1 \text{ (por definición)} \end{aligned}$$

$$= I/K (R_f + Z_1 + C_1Z_1')$$

$$KV_{a1} = R_f + Z_1 + C_1Z_1'$$

$$V_2 = -I_2Z_2 = I_1Z_1$$

$$V_{a2} = V_2 + I_{a2}Z_2'$$

Pero $Z_2' = Z_1'$ para las líneas de transmisión y $I_{a2} = C_2I_2$.

$$V_{a2} = I_1Z_1 + C_2I_2Z_1' \text{ suponiendo también que:}$$

$$C_2I_2 = -C_1I_1$$

$$V_{a2} = I_1Z_1 - C_1I_1Z_1' = I_1 (Z_1 - C_1Z_1')$$

$$KV_{a2} = Z_1 - C_1Z_1' \quad I_{a1} = C_1I_1 \text{ (por definición)}$$

$$KI_{a1} = C_1 \text{ como } I_{a2} = -I_{a1}$$

$$KI_{a2} = -KI_{a1} = -C_1$$

Como no hay componentes de secuencia cero $KV_{a0} = 0$ y $KI_{a0} = 0$, y ya para no continuar, sólo mostramos los valores finales en la siguiente tabla.

Magnitud en la localidad del relevador	Trifásica	Líneas b y c	Línea a tierra
KI_{a1}	C_1	C_1	C_1
KI_{a2}	0	$-C_1$	C_1
KI_{a0}	0	0	C_0
KI_a	C_1	0	C_0+2C_1
KI_b	a^2C_1	$(a^2 - a) C_1$	$C_0 - C_1$
KI_c	aC_1	$-(a^2-a)C_1$	$C_0 - C_1$
$K(I_a - I_b)$	$(1-a^2)C_1$	$-(a^2-a)C_1$	$3C_1$
$K(I_b - I_c)$	$(a^2-a)C_1$	$2(a^2-a)C_1$	0
$K(I_c - I_a)$	$(a - 1)C_1$	$-(a^2-a)C_1$	$-3C_1$
$K(I_a+I_b+I_c)$	0	0	$3C_0$
K	$(Z_1+R_f)/E_1$	$(2Z_1+R_f)/E_1$	$(2Z_1+Z_0+3R_f)/E_1$

Se tiene también una tabla para voltaje durante fallas, pero ya no será incluida en este trabajo, puesto que lo más relevante es mostrar el procedimiento o técnica utilizada para determinar estos datos. Tampoco se incluye en la tabla los datos para la falla de dos líneas a tierra, ya que estos valores son poco significativos, y además las suposiciones sobre la igualdad de impedancias de sec + y sec - es despreciable su error, en la práctica se utiliza por lo general la reactancia transitoria de eje directo al voltaje nominal para los dos valores.

3.7 Fenómeno transitorio.

Es común que los sistemas de potencia trabajen bajo condiciones de corriente nominal, en vacío o en corto circuito, es decir, en condiciones normales o anormales. El fenómeno transitorio al que haremos referencia, es en relación con la respuesta que puede dar el sistema de protección cuando se presenta.

- a) Una desconexión normal.
- b) Interrupción de corriente de falla.
- c) Cierre con corrientes de falla.
- d) Interrupción de corrientes capacitivas.
- e) Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- f) Fallas de línea corta.
- g) Oposición de fase durante las salidas del sistema.
- h) Recierres automáticos rápidos.
- i) Cambios súbitos de corriente durante operaciones de maniobra.

3.7.1 Interruptores.

Las normas internacionales recomiendan como mínimo las siguientes especificaciones nominales de un interruptor.

- 1.- Voltaje nominal y corriente nominal.
- 2.- Frecuencia nominal
- 3.- Capacidades de interrupción simétrica y asimétrica.

- 4.- Capacidad de cierre en corto circuito.
- 5.- Máxima duración de la corriente de corto circuito o corriente nominal de tiempo corto.
- 6.- Ciclo de operación nominal.

Tensión nominal. Durante la operación normal del sistema la tensión no es constante, los fabricantes deben garantizar el correcto trabajo de los interruptores a la tensión máxima de diseño, esta por lo general es mayor que la tensión nominal de operación. La tensión o voltaje máximo de diseño de un interruptor es el máximo valor de tensión para el cual el interruptor está diseñado y representa el límite superior de tensión al que operará.

Corriente Nominal. La corriente nominal de un interruptor, es el valor eficaz de la corriente expresada en amperes, para el cual está diseñado y que debe ser capaz de conducir continuamente sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

Frecuencia nominal. La frecuencia nominal de un interruptor es la frecuencia a la que está diseñado para operar, en México este valor es de 60 Hz.

Capacidad de interrupción simétrica y asimétrica.

Las corrientes de corto circuito entran formadas de varias componentes, en un oscilograma de un corto circuito se puede observar en general que estas son asimétricas con respecto a un eje de referencia y el valor eficaz de la corriente varía con el tiempo.

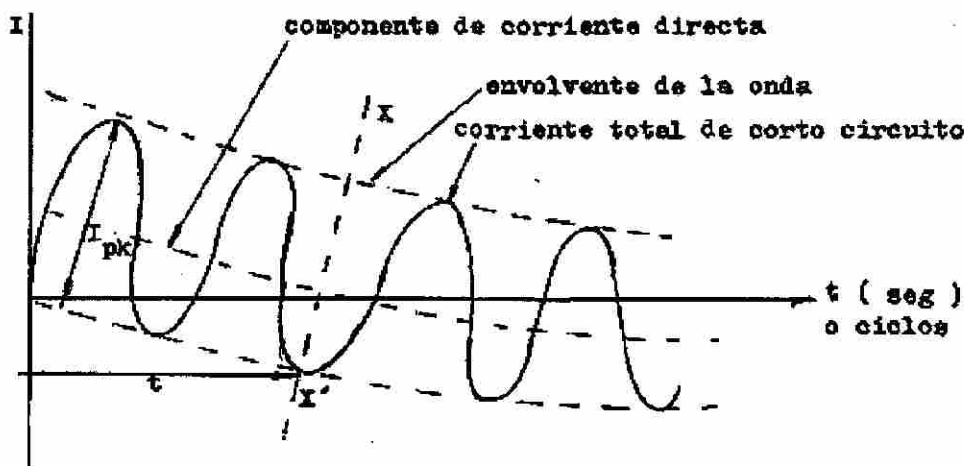


Figura 49. Oscilograma en un corto circuito.

Después del corto la corriente toma un alto valor inicial I_{pk} y posteriormente pasa a un valor sostenido, hay un tiempo en que los relevadores envían la señal de apertura al interruptor después de haberse iniciado el corto, por lo que el valor real de la corriente de interrupción es menor que la corriente del corto circuito.

La comisión Internacional de Electrotecnia (I E C) dá la siguiente definición:

La corriente de interrupción de un polo en un interruptor, es el valor de la corriente en el polo en el instante de separación de los contactos, y se expresa por dos valores:

- a) La corriente simétrica.
- b) La corriente asimétrica.

La corriente simétrica es el valor eficaz de la componente de corriente alterna en el polo en el momento de la separación de los contactos:

$$I_{sim} = I_{CA} / (2)^{1/2}$$

La corriente asimétrica es el valor eficaz del valor total de la corriente que comprende las componentes de C.A y C.D en un polo en el instante de la separación de los contactos.

$$I_{asim} = (I_{CA}^2 + I_{CD}^2)^{1/2}$$

$$I_{asim} = k I_{sim}$$

k = factor de asimetría.

Este valor k depende de la relación entre la reactancia inductiva y la resistencia del circuito en donde se va a instalar el interruptor y su valor se da en tablas.

La capacidad interruptiva se calcula como 3 veces la tensión nominal por la corriente simétrica o la asimétrica según el caso.

$$Pcc_{sim} = (3)^{1/2} KVI_{sim}$$

$$Pcc_{asim} = (3)^{1/2} KVI_{asim} \text{ o bien } Pcc_{asim} = kPcc_{sim}$$

Capacidad De Cierre En Corto Circuito.

Este valor es la capacidad de un interruptor para cerrar sus contactos en condiciones de corto circuito del sistema. La corriente de cierre es el valor eficaz de la corriente total que incluyen las componentes de CA y CD medidas desde la envolvente de la onda en su primer valor cresta I_{pk} .

Cuando el valor de la corriente de cierre no esta en datos de placa del interruptor, se debe circular de acuerdo a la siguiente formula:

$$I_{cierre} = 1.8 (2)^{1/2} I_{sim}$$

La corriente nominal de tiempo corto. En un interruptor, es el valor eficaz de corriente que el interruptor puede conducir en posición cerrado sin sufrir daño para intervalos de tiempos cortos especificados. Estas corrientes se expresan por lo general en kilo amperes para un tiempo de 1 segundo o para 4 segundos. Estas corrientes por lo regular no se especifican para interruptores de baja tensión debido a que están equipados con dispositivo de disparo directo y su objetivo es determinar sus limitaciones térmicas.

Ciclo De Operación Nominal. El ciclo de operación de un interruptor consiste de un numero de operaciones establecidas con intervalos de tiempo dados.

Condiciones De Operación De Los Interruptores. Las principales condiciones de operación de un interruptor además de la capacidad interruptiva y de la capacidad de cierre sobre un corto circuito son las siguientes.

- a) Interrupción de corto circuito.
- b) Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- c) Desconexión de capacitores.
- d) Desconexión asíncrona.
- e) Interrupción con falla de línea corta.

Interrupción de corto circuito. La corriente de corto circuito para una falla trifásica es: ®

$$I_{sim} = KVA_{base} / (3)^{1/2} KV_{base}$$

k = factor de asimetría y valores en PU (por unidad)

Como la corriente de corto circuito depende del voltaje y de la reactancia entre la fuente y el punto de corto, después de que el arco se extingue al pasar la corriente por el cero de su frecuencia natural (60 Hz), el circuito recupera su voltaje y aparece entre Las terminales del interruptor, un voltaje transitorio de restablecimiento, por lo que estas cantidades se deben especificar en la serie de datos para la operación del interruptor.

Figura 50.

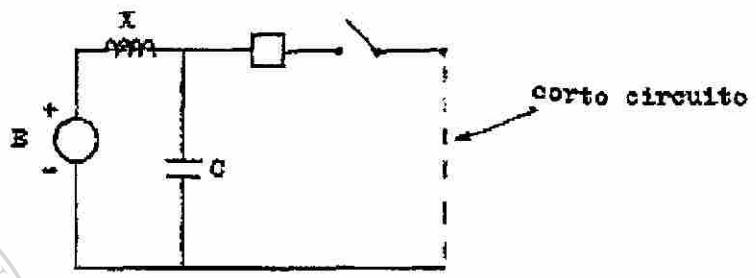
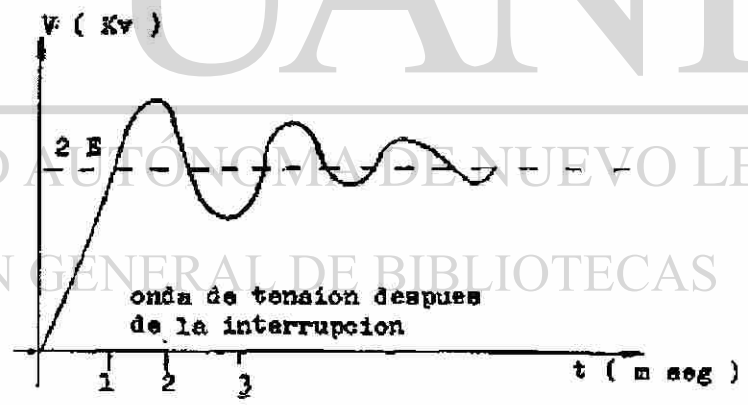
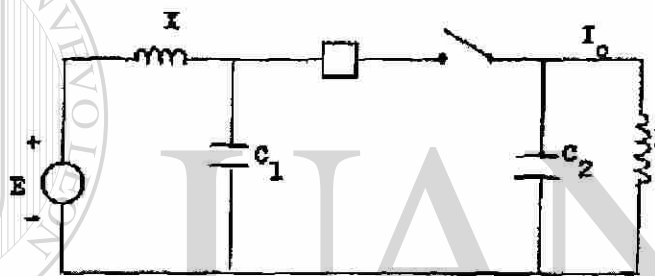


Figura 51.



Interrupción de pequeñas corrientes inductivas. Las corrientes de magnetización de los transformadores son pequeñas (del 1 al 2 % de la corriente nominal) de modo que su interrupción por si misma constituye un problema para el interruptor, la supresión de estas corrientes antes de su cero natural presenta una elevación de voltaje que puede ser muy peligrosa porque podrá alcanzar hasta 3 veces el valor del voltaje máximo de diseño del interruptor a través de la inductancia del transformador. Por esto que algunos interruptores llevan en paralelo resistencias con las cámaras de interrupción como medida de protección, para descargar la energía del transformador sin causar daños por los voltajes excesivos.

Figura 52.



L = inductancia del transformador

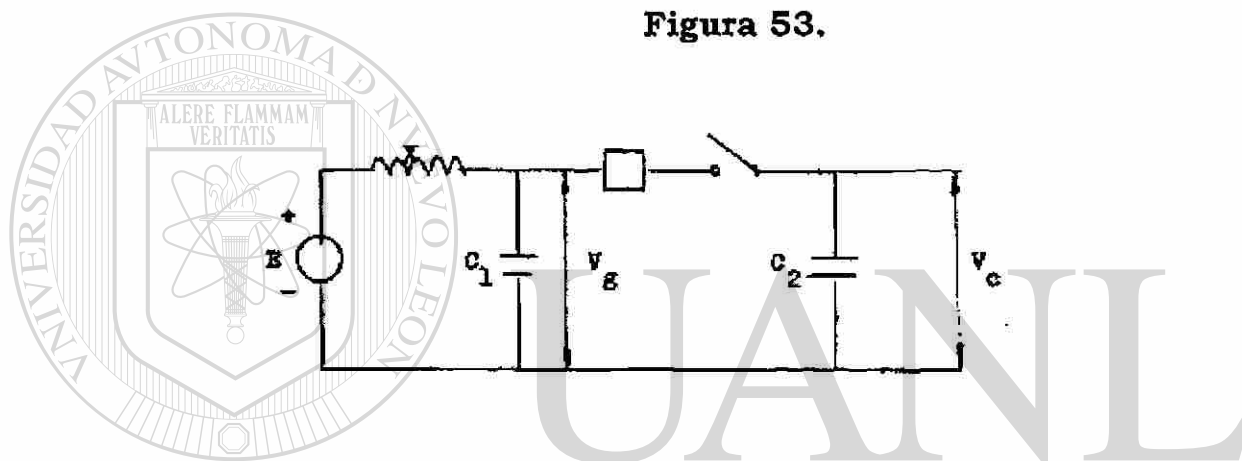
C1 y C2 = Capacitancias concentradas en cada lado del interruptor.

X = reactancia en serie entre la fuente y el transformador.

I = corriente de magnetización del transformador, que tiene un valor de 1 al 2 % de la corriente nominal.

Desconexión de líneas de transmisión en vacío o de bancos de capacitores. El interruptor tiene que desconectar en corrientes capacitivas, a un factor de potencia cero, esto puede resultar anormal cuando hay altas tensiones entre los contactos del interruptor ya que puede originar reencebados del arco eléctrico, de manera que cuando se presenta la interrupción, si la línea está cargada a su máxima capacidad en comparación con la tensión generada, el interruptor se puede someter a una diferencia de potencial capacitivo (V_c) después de un intervalo aproximado de medio ciclo del momento de la apertura alcanzando valores hasta de 5 veces su tensión nominal en algunas ocasiones.

Figura 53.

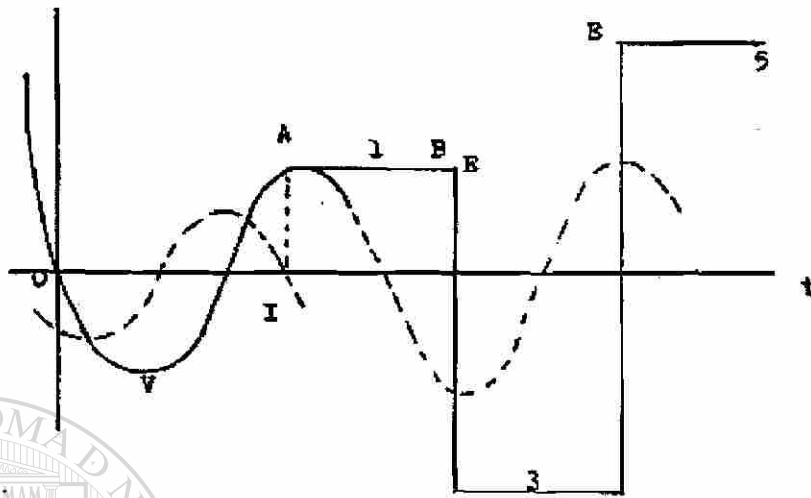


V_g = Voltaje nominal máxima de carga de la línea.

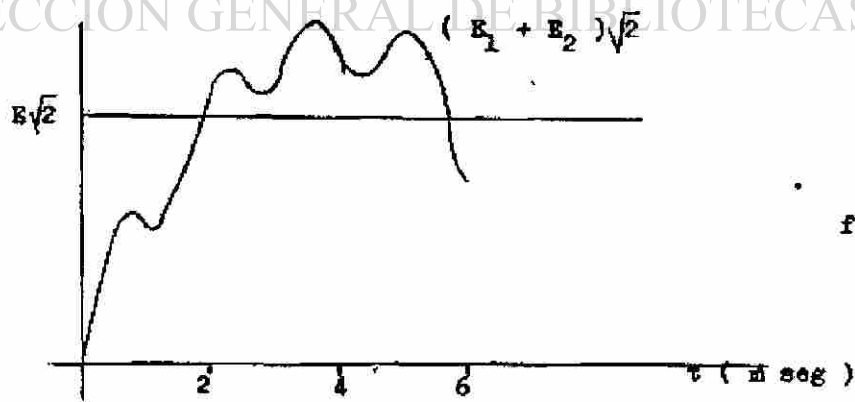
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Figura 54.



Desconexión asincrónica. Aquí puede ocurrir una oposición de fase si el interruptor recierra después de un tiempo largo de haber abierto, si esta maniobra la realiza para la interconexión de atadores a través de una línea de transmisión, puede ocurrir que las dos tensiones de los alternadores se encuentren fuera de sincronismo, de manera que cuando el interruptor vuelve a abrir, el valor de la tensión transitoria de restablecimiento toma un valor que es igual a la suma $E_1 + E_2$.



$E_1 = E_2 = E$ Estando cerrado el interruptor en condiciones normales.

Interrupción de falla de línea corta. Cuando ocurre un corto en una línea, a una distancia alrededor de un kilómetro o menos de un interruptor, habrá una condición severa de operación de este, debido a que el voltaje transitorio de restablecimiento a través de los polos del interruptor esta acompañado de una componente de alto frecuencia del lado de la línea, mientras que la reducción de la corriente de corto circuito en la línea es pequeña por el bajo valor de inductancia.

El voltaje transitorio de la línea en corto circuito es proporcional a la corriente, y la frecuencia es inversamente proporcional a la longitud de la línea en corto. Después de la interrupción de la corriente de corto circuito el voltaje en la línea decae en la forma de una línea con carga, y a la vez la carga decae en la forma de una onda viajera que oscila a la frecuencia natural. El índice de elevación de estas oscilaciones, es alto con respecto a la impedancia de oscilación, y con relación a la impedancia característica de la línea en corto circuito. El índice de elevación a la tensión transitoria de restablecimiento IETTR se obtiene por la ecuación:

$$\text{IETTR} = (2)^{1/2} I W Z$$

I = corriente de corto circuito.

W = frecuencia angular de servicio.

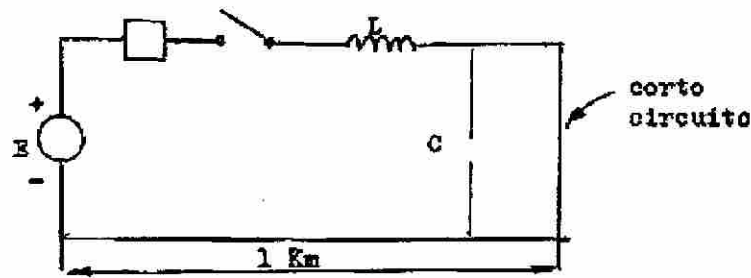
Z = Impedancia característica de la línea en corto (en Ohms).

$Z = (L/C)^{1/2}$ Ohms.

L = inductancia de la línea en Henrios.

C = Capacitancia de la línea en Faradios.

Figura 57.



El IETTR es del orden de 1.5 Kv / microsegundos. Después de la interrupción en las terminales para una falla a un kilómetro del interruptor (aproximadamente). Se puede tomar el IETTR entre 6 y 8 Kv/ microsegundos dependiendo del valor de Z.

3.8 Fusibles.

El uso del fusible para la protección de corto circuito y contra sobrecargas en los sistemas de baja tensión ha sido muy común por la simplicidad y su bajo costo, y también por lo mismo son usados en circuitos de mediana tensión. El fusible se puede emplear cuando en un circuito se presentan condiciones de sobrecorriente, la interrupción se da por la fusión del elemento fusible básicamente.

Los fusibles no están diseñados para desarrollar operaciones de maniobra de apertura o cierre de un circuito, porque cada vez que opera se necesita la sustitución del elemento fusible. Las características principales de un fusible son:

- a) Tensión nominal. Es el voltaje de operación, normalmente es la tensión máxima de diseño.
- b) Corriente nominal. Es el valor de la corriente al que el fusible no presenta un calentamiento excesivo, y a la que puede operar por un tiempo indefinido.

c) Capacidad interruptiva. Es el mismo valor de la corriente al que interrumpe el fusible, si esta a su tensión nominal y en condiciones de tensión de restablecimiento y factor de potencia. En caso de circuitos de corriente alterna, se expresa como el valor máximo de la corriente de corto circuito simétrica.

Los fusibles utilizados en media y alto tensión pueden ser:

a) Fusible tipo de expulsión. Un tubo de material orgánico capaz de producir una cantidad de gas y soportar alta temperatura entre sus terminales. Este tipo de fusible contiene también un mecanismo de contactos, si se funde el fusible los contactos se separan y el tubo cae. Estos fusibles se usan en tensiones hasta de 115 Kv y con corrientes de corto circuito simétricas hasta de 20 KA.

b) Fusibles de ácido bórico. Aquí en lugar del tubo se usa un cuadro con el elemento fusible colocado en el extremo abierto de aislante y cuando interviene en el punto de contacto se alarga el arco hacia el espacio en donde se pone el ácido bórico, este baja la acción del calor se descompone desarrollando vapor de agua cuyo efecto desionizante es mas eficaz que la del gas en los fusibles de expulsión.

3.9 Transformadores De Potencia

En este tema analizamos el efecto de un transformador de potencia estrella-delta o delta-estrella entre los relevadores de distancia y una falla.

Para una falla distinta a la trifásica, un transformador delta-estrella o estrella-delta, la apariencia de la falla cambia en la localidad del relevador. , debido al desfaseamiento y a la recombinación de las corrientes y voltajes entre los dos lados del transformador. Desde la falla a la localidad del relevador, pasando por el transformador las corrientes y voltajes de secuencia positiva de Las fases correspondientes están desfasadas 30 grados en una dirección, y las de secuencia negativa 30 grados en la otra dirección.

En la tabla siguiente se muestra la comparación de la apariencia de fallas entre Las líneas b y c en cualquier lado de un transformador de potencia estrella-delta o delta estrella a relevadores de distancia en el lado de alto tensión.

	falla AT	falla BT
Z_{ab}	$Z_1' - j(3)^{1/2} Z_{X1}$	$Z_1' - j [(3)^{1/2} / 3] Z_{X1}$
Z_{bc}	Z_1'	$Z_1' + j [(3)^{1/2} / 3] Z_{X1}$
Z_{ca}	$Z_1' + j (3)^{1/2} Z_{X1}$	∞

El efecto neto del desfaseamiento en las componentes es de secuencia positiva y negativa en la impedancia que aparece a un relevador de distancia en el lado de alta tensión para una falla en el lado de baja tensión se muestra en la tabla para una falla de la fase b a la c. Para efectos de comparación se suponen los mismos valores de impedancia entre el relevador y la falla para ambas localizaciones de la falla y también se desprecia la resistencia.

Este efecto de la falla en baja tensión se puede presentar en el diagrama R-X, desfasando las líneas de construcción AM, AN y AF en 30 grados en dirección contraria a las manecillas del reloj desde su posición (fig. 58) a sus nuevas posiciones AM', AN' y AF'; tenemos $Z_{ab} = OM'$, $Z_{bc} = OF'$ Y $Z_{ca} = \text{Infinito}$ debido a que la línea de construcción es paralela a la línea MN.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

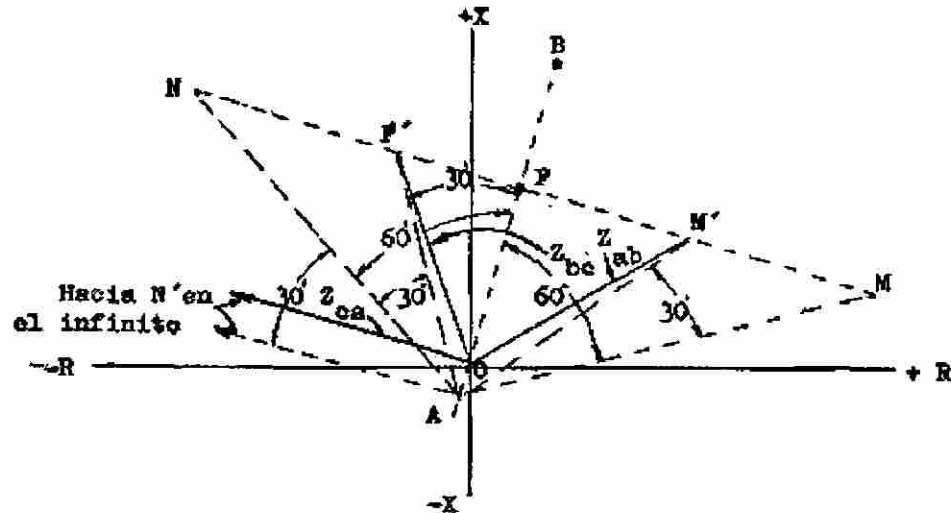


Figura 58. Apariencia de una falla entre las fases b y c en el lado de baja tensión de un transformador de potencia a los relevadores de distancia de fase.

Tanto la tabla de comparación como el diagrama de la Figura 58 se aplican si el transformador de potencia está conectado en estrella-delta o delta-estrella con conexiones normalizadas. En la figura la línea OF representa la impedancia de secuencia positiva para una falla trifásica en ese lugar e incluye la impedancia del transformador.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Si el relevador entra en el lado de baja tensión del transformador y la falla de la fase b a la c esta en el lado de alta tensión el diagrama correspondiente es el de la figure 59 aquí los desfases son de 30 grados a favor de las manecillas de reloj en la localidades del relevador.

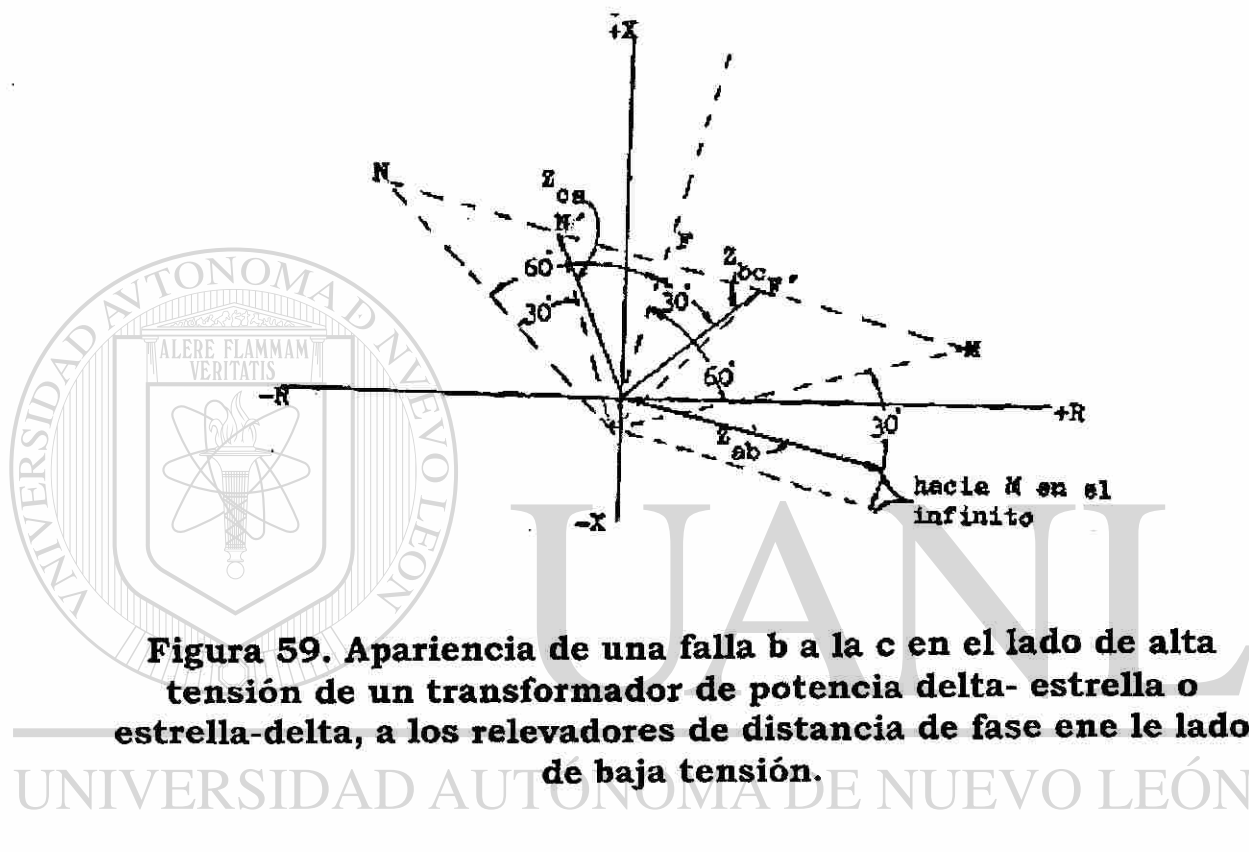


Figura 59. Apariencia de una falla b a la c en el lado de alta tensión de un transformador de potencia delta- estrella o estrella-delta, a los relevadores de distancia de fase en el lado de baja tensión.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

No se considera la falla monofásica a tierra solo diremos que cuando hay una falla a tierra , en un lado aparece como una falla de fase a fase en el otro lado y viceversa.

A la información anterior se pueden concluir 3 puntos:

1.- Si queremos estar seguros que cualquier relevador de distancia no funcionará en un lado para una falla en el otro, debemos asegurarnos que este no funcione para una falla trifásica.

2.- Si queremos estar seguros que un relevador de fase en un lado funcionará para cualquier clase de falla en el otro, debemos asegurarnos que funciona para una falla de fase a fase.

3.- Si queremos estar seguros que un relevador de distancia de tierra funcionará en un lado para cualquier clase de falla en el otro, debemos asegurarnos que funcionará para una falla monofásica a tierra. Aquí, el neutro del sistema se conectará a tierra, en tal forma que una falla monofásica a tierra en el lugar considerado originará el flujo de la corriente de corto circuito hacia donde se localiza el relevador.

3.10 Oscilaciones de potencia y pérdida de sincronismo.

Las oscilaciones de potencia son ondas parecidas a las que ocurren después de un corto circuito, o también como las que resultan de la conexión de un generador a su sistema en un instante en que los dos están fuera de fase. La característica de una oscilación de potencia es igual que la producida en las primeras etapas de la pérdida de sincronismo, de aquí que la característica de pérdida de sincronismo puede describir ambos fenómenos.

En el diagrama unifilar de la figura 60 se tiene una sección de línea de transmisión con dos generadores en sus extremos.

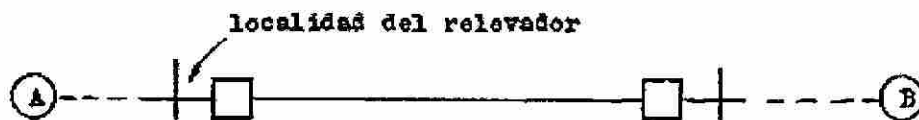


Figura 60. Diagrama unifilar de un sistema, que muestra las características de la pérdida de sincronismo.

Los generadores de la figura pueden ser reales, o equivalentes que representen a un grupo de generadores que permanecen en sincronismo. Para el análisis se desprecian los efectos capacitivos, y los de las cargas en derivación.

En la figura 61 tenemos las impedancias por fase (de secuencia positiva), los voltajes generados, las corrientes de fase y el voltaje de fase en la localidad del relevador. Una reactancia equivalente del generador de 90% de la reactancia transitoria de eje directo a la corriente nominal representa con mucha aproximación a un generador durante las primeras etapas de una oscilación de potencia, y puede utilizarse para calcular las impedancias en dicho circuito equivalente. En la práctica se supone que la reactancia del generador y el voltaje generado permanecen constantes.

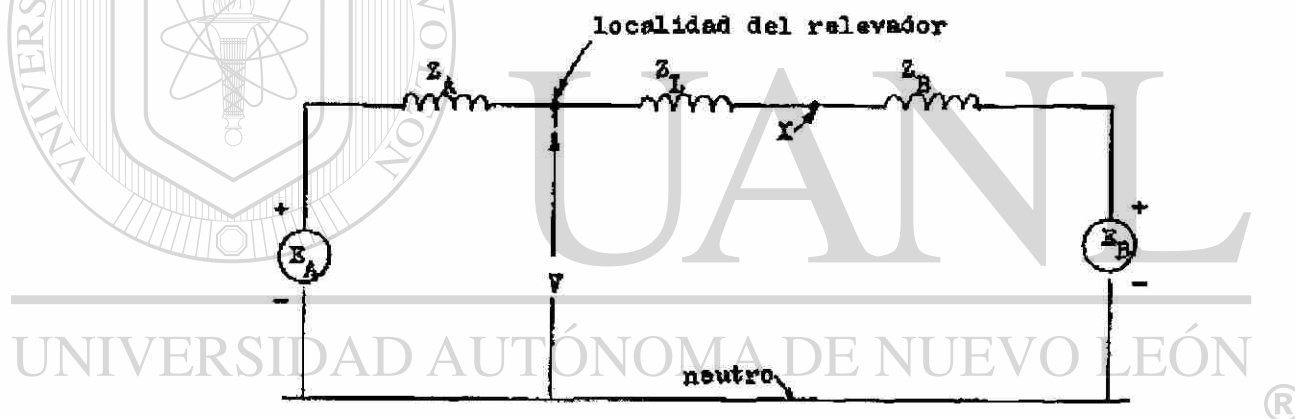


Figura 61. Constantes del sistema, corriente y voltaje del relevador para el diagrama unifilar (fig. 60).

Para el relevador se deduce lo siguiente:

$$I = (E_A - E_B) / (Z_A + Z_L + Z_B)$$

$$V = E_A - IZ_A = E_A - [(E_A - E_B)Z_A / (Z_A + Z_L + Z_B)]$$

$$V/I = Z = [E_A / (E_A - E_B)] [Z_A + Z_B + Z_L] - Z_A$$

Si tomamos E_B como referencia, y dejamos avanzar E_A en fase y adelantado en respecto de E_B por el ángulo θ , y dejando que la magnitud de E_A sea igual a nE_B , siendo n un escalar entonces:

$$E_A/(E_A - E_B) = n (\cos \theta + j \operatorname{sen} \theta) / n (\cos \theta + j \operatorname{sen} \theta) - 1$$

La solución de esta ecuación tendrá la forma:

$$E_A/(E_A - E_B) =$$

$$n ((n - \cos \theta) - j \operatorname{sen} \theta) / (n - \cos \theta)^2 + \operatorname{sen}^2 \theta$$

Tomando el caso especial donde $n = 1$, la ecuación es:

$$E_A/(E_A - E_B) = (1/2) [1 - j \cot (\theta/2)]$$

Por lo tanto Z viene a ser:

$$Z = [(Z_A + Z_B + Z_L)/2] [1 - j \cot (\theta/2)] - Z_A$$

Este valor de Z lo mostramos en el diagrama R-X de la figura 62 para un valor dado de θ menor que 180 grados. Se ve así que el punto P es un punto en la característica de pérdida de sincronismo. Una idea más amplia revelará que todos los otros puntos en la característica de pérdida de sincronismo se situarán en la línea que pasa por P. Esta línea es el bisector perpendicular de la línea recta que une a A y B.

diámetro es la línea de la impedancia total AB. Este hecho es útil porque proporciona un método simple para localizar un punto que corresponde en forma aproximada a la transferencia de la carga máxima.

El desarrollo que se muestra de la característica de pérdida de sincronismo es para el caso especial de $n=1$. En la mayoría de los casos, la característica que resulta de esta suposición es todo lo que se necesita saber para comprender la respuesta del relevador de distancia a la pérdida de sincronismo.

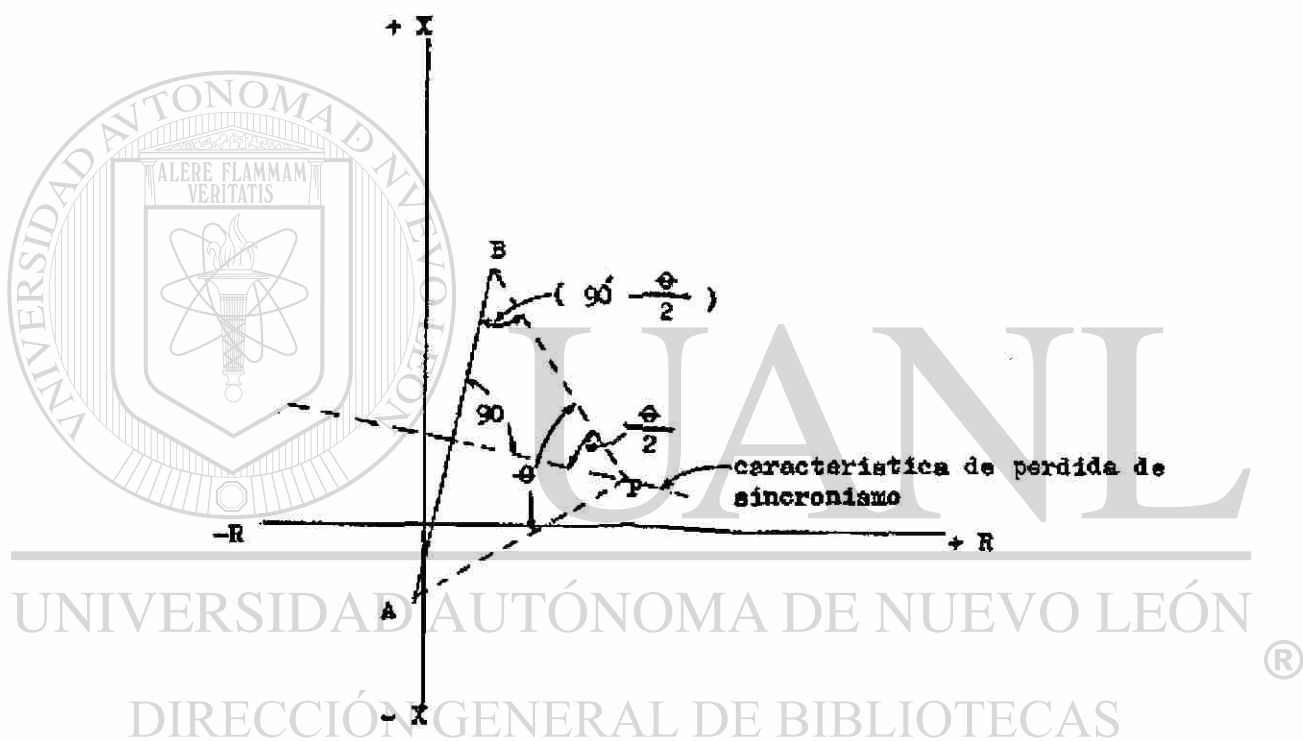


Figura 63. Localización de un punto en la característica de pérdida de sincronismo para algún valor de θ .

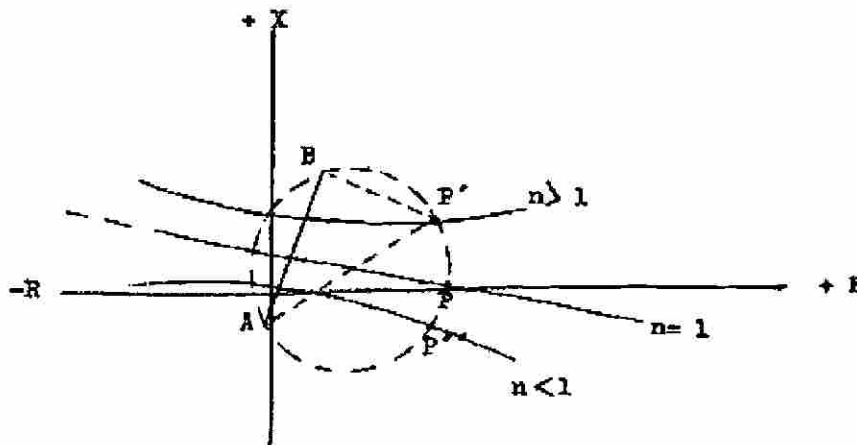
Todas las características de pérdida de sincronismo son círculos con sus centros en las extensiones de la línea AB de la impedancia total de la figura 63. La característica cuando $n=1$ es un círculo de radio infinito. Algunas de las características podrían deducirse por los cálculos sucesivos, si se supusiera un valor para n y se variara entonces θ a 360 grados en la fórmula:

$$Z = (Z_A + Z_L + Z_B) n \left[\frac{(n - \cos \theta) - j \sin \theta}{(n - \cos \theta)^2 + \sin^2 \theta} \right] - Z_A$$

O bien, se puede manipular la fórmula para obtener las expresiones para el diámetro y la localización del centro del círculo para cualquier valor de n . La figura 64 muestra tres características de pérdida de sincronismo para $n > 1$, $n = 1$ y $n < 1$. La línea de la impedancia total del sistema se muestra de nuevo como AB. El círculo punteado que pasa por A, B, P', P y P'' ofrece una aspecto interesante porque todos los puntos de este círculo a la derecha de la línea AB, tales como P', P y P'' son para el mismo ángulo θ por el que se avanza para el generador A adelante del generador B. Esto sucede porque el ángulo entre un par de líneas dibujadas desde cualquier punto en esta parte del círculo hacia A y B es igual al ángulo entre otro par de líneas dibujadas desde cualquier otro punto a est aparte del círculo hacia A y B.

La relación de las longitudes de un par de líneas rectas dibujadas desde cualquier unto en la parte del lado derecho del círculo hacia A y B es igual a n . En otras palabras $P'A / P'B = n$. Esto sugiere un método simple por medio del cual puede construirse gráficamente la característica de pérdida de sincronismo para cualquier valor de n . Con un compás, se localizan 3 puntos, que satisfacen la misma relación; con tres puntos, se podrá dibujar el círculo.

Figura 64. Características generales de pérdida de sincronismo.

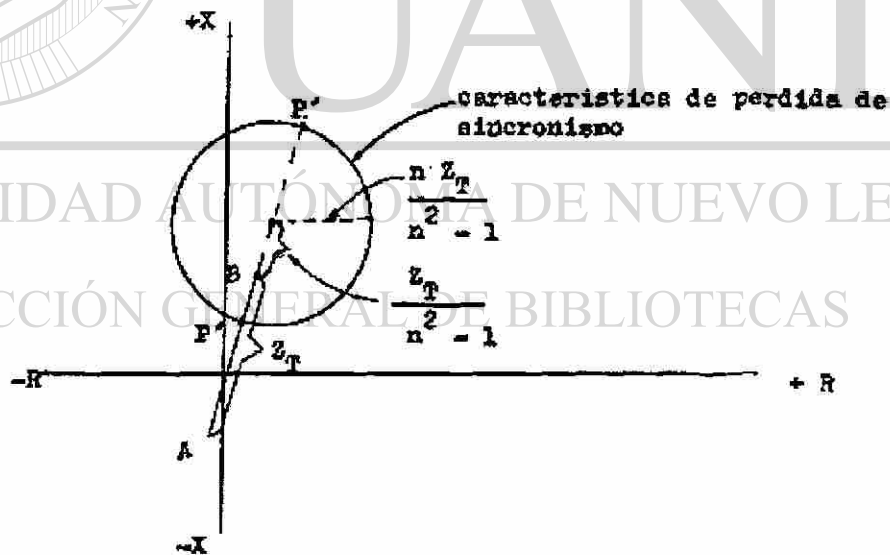


Esto sugiere también como deducir las expresiones matemáticas para el radio del círculo y la localización de su centro. Solo es necesario suponer las dos localizaciones posibles de P' en la línea AB y su extensión como se muestra en la siguiente figura, y para obtener las características del círculo que satisfagan la relación $P'A/P'B = n$ para ambas localizaciones. De acuerdo con esto, puede mostrarse que, si dejamos que Z_T sea la impedancia total del sistema, entonces para $n > 1$:

$$\text{Distancia desde B al centro del círculo} = Z_T / (n^2 - 1)$$

$$\text{Radio del círculo} = n Z_T / (n^2 - 1)$$

Figura 65. Construcción gráfica de la característica de pérdida de sincronismo



Los círculos para $n < 1$ son simétricos a aquellos para $n > 1$, pero con sus centros más allá de A; se pueden usar las mismas fórmulas si se inserta $1/n$ en lugar de n . La construcción de esta característica es más complicada si se toman en cuenta los efectos capacitivos y las cargas en derivación. O incluso en una falla durante la oscilación de potencia o pérdida de sincronismo.

3.10.1 Efecto de las oscilaciones de potencia o pérdida de sincronismo en relevadores de distancia.

Para que un relevador desarrolle su función y dispare su interruptor, va a depender de la velocidad de funcionamiento de este y de la duración del tiempo durante el cual las condiciones de pérdida de sincronismo produzcan una tendencia de funcionamiento. Sólo el escalón de tiempo respaldo de un relevador de distancia es el indicado para que se dé la acción retardada suficiente para evitar dicho disparo. Para un valor dado de deslizamiento S en Hz, se puede determinar cuanto durará la tendencia de funcionamiento. En la figura 66 $(\theta' - \theta)$ da en grados el cambio angular relativo del generador. Si suponemos un valor constante de deslizamiento, el tiempo durante el cual pasará la tendencia de funcionamiento es $t = (\theta' - \theta) / 360$ seg. Se nota que el cambio angular no está dado por el ángulo ϕ ; una vuelta alrededor del círculo de pérdida de sincronismo es un ciclo de deslizamiento, pero el valor del movimiento alrededor del círculo no es constante para un valor constante de deslizamiento.

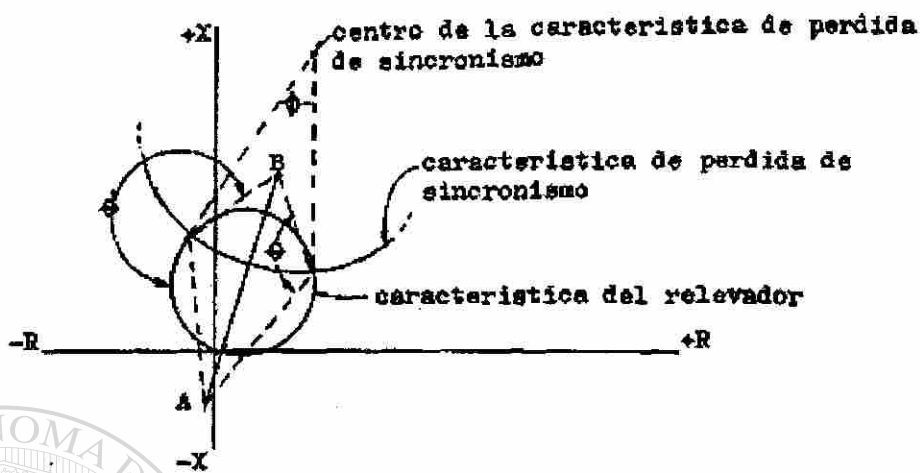


Figura 66. Determinación de la tendencia de funcionamiento del relevador durante la pérdida de sincronismo.

El efecto de los cambios en la configuración del sistema o bien las capacidades de generación en la localidad de la característica de pérdida de sincronismo deberían tomarse en cuenta en la determinación de las tendencias de funcionamiento de los relevadores de distancia. Dichos cambios desplazarán la posición del centro eléctrico con respecto a las secciones de líneas adyacentes, y de aquí que pueda ponerse en un tiempo el centro eléctrico dentro del alcance de los relevadores en una localidad, o bien ponerlo en otro tiempo dentro del alcance de los relevadores de otra localidad.

3.11 Respuesta de los relevadores polifásicos direccionales a los volt-amperes de secuencia positiva y negativa.

El par de relevadores polifásicos direccionales puede excederse en función de los volt-amperes de secuencia positiva y negativa. Sólo corrientes y voltajes de la misma secuencia de fase producen par neto en un relevador polifásico direccional.

La figura 67 muestra voltajes y corrientes correspondientes de secuencia positiva y negativa que producen par neto en un elemento de un relevador polifásico direccional; cada uno de los otros dos elementos producirá el mismo par neto ya que las corrientes y voltajes de secuencia positiva y negativa son trifásicos y balanceados.

Se producen pares adicionales en cada uno de los tres elementos por corrientes y voltajes de secuencia de fase opuesta, y estos pares no son necesariamente iguales en cada elemento, pero suman cero en los tres elementos y por eso se pueden despreciar.

Observamos que las flechas están en los extremos opuestos de los voltajes de fase a neutro para las dos secuencias de fase. La razón de esto es que los voltajes de secuencia negativa son caídas, y los voltajes de secuencia positiva son elevaciones menos caídas; por lo tanto si las corrientes correspondientes de secuencia positiva y negativa están en fase, sus voltajes están 180 grados fuera de fase, si suponemos que las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero tienen la misma relación X/R . Otra observación es que estando I_{a2} en fase con I_{a1} , no tiene significado, lo importante es suponer que I_{a2} se atrasa de la posición indicada de factor de potencia unitario por el mismo ángulo que I_{a1} .

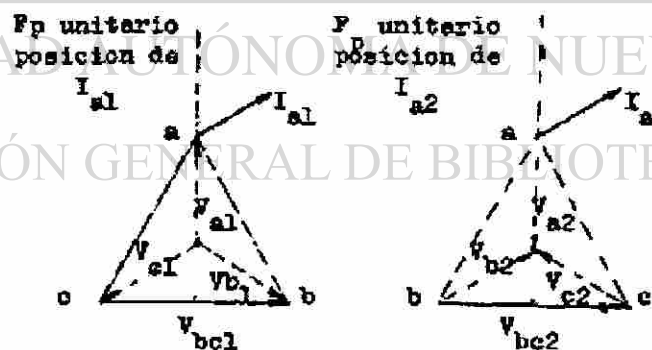


Figura 67. Pares correspondientes de secuencia positiva y negativa que producen las magnitudes para la conexión en cuadratura.

Si I_{a1} está a β grados de su posición de par máximo, el par total es:

$$T \propto (V_{bc1} I_{a1} + V_{bc2} I_{a2}) \cos \beta$$

Simplificando porque voltajes y corrientes son valores eficaces.

$$T \propto (V_1 I_1 + V_2 I_2) \cos \beta$$

Los subíndices 1 y 2 designan las componentes de las magnitudes proporcionadas al relevador.

Un diagrama para una conexión de 60 grados la tenemos en la figura 68, y sus relaciones son:

$$T \propto V_1 I_1 \cos \beta + V_2 I_2 \cos (60^\circ + \beta)$$

Y el par para la conexión de 30 grados es:

$$T \propto V_1 I_1 \cos \beta + V_2 I_2 \cos (120^\circ + \beta)$$

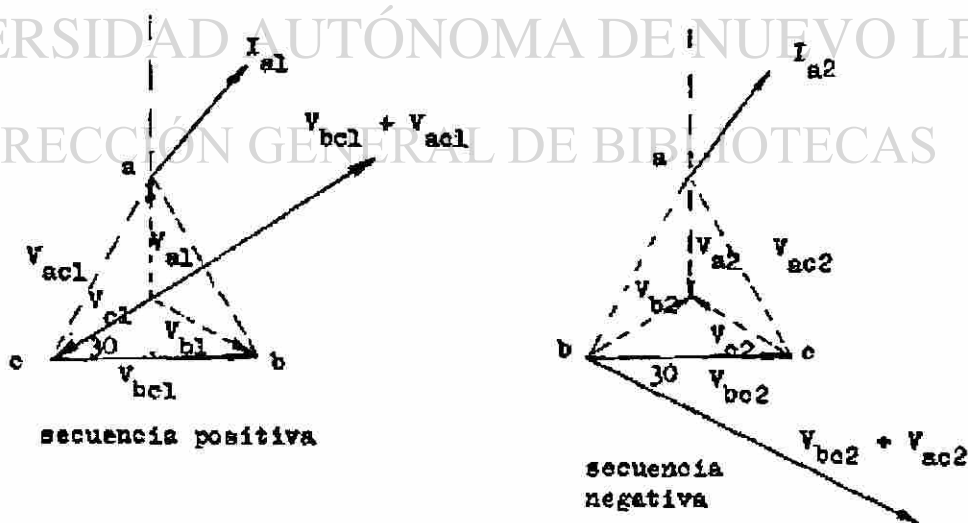


Figura 68. Par correspondiente que producen las magnitudes para la conexión de 60'.

De las relaciones anteriores, la diferencia en la respuesta de las diversas conexiones depende de la magnitud relativa del producto voltaje-corriente de secuencia negativa respecto al producto de secuencia positiva. El producto de secuencia negativo puede variar desde cero a un valor igual al producto de secuencia positiva. La igualdad de los productos ocurre para una falla de fase a fase en la localidad del relevador sin resistencia de falla. La suposición de que X/R es la misma, es válida ya que en redes de secuencia positiva y negativa prácticamente así es. En la siguiente figura tenemos las componentes par y los pares totales contra β para esta condición extrema donde ambos productos son iguales.

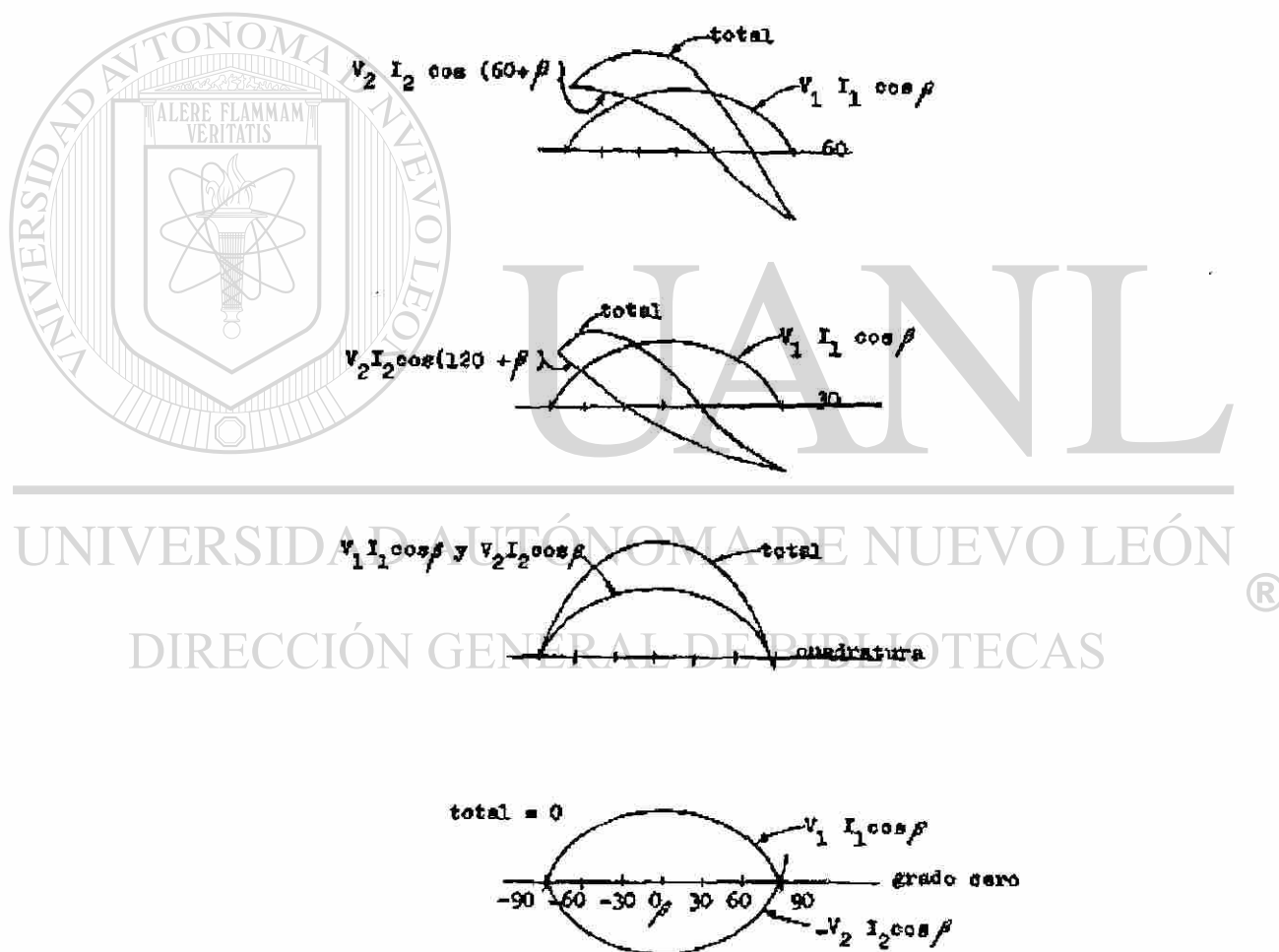


Figura 69. Componentes y pares totales de relevadores polifásicos direccionales para las conexiones convencionales.

Si suponemos que queremos desarrollar un par neto positivo sobre la zona más amplia posible de β dentro de $\pm 90^\circ$, la conexión de 90 grados se ve como la mejor, y la conexión de 30 como la peor. Como solo podemos tener condiciones trifásicas balanceadas, para las que el par es en forma simple $V_1 I_1 \cos \beta$, o bien podemos tener condiciones desbalanceadas para las que se producirá el par total. Por lo tanto bajo las condiciones límite de una falla de fase a fase en la localidad del relevador, y sin resistencia de falla, las tres conexiones producirán par positivo sobre la zona total de β .

Conexión	Zona de
CUADRATURA	180'
60°	150'
30°	120'

Las zonas para las conexiones de 60° y 30° aumentarán y se aproximarán a 180° a medida que el producto de la secuencia negativa tiende a ser menor en la relación con el producto de la secuencia positiva, o en otras palabras, a medida que la falla está más lejana de la localidad del relevador. El hecho de que bajo condiciones de corto circuito la corriente no varíe sobre los límites teóricos máximos angulares, posibilita el uso de las tres conexiones, pero la conexión e cuadratura proporciona el margen [®] más amplio de seguridad para el funcionamiento correcto.

La conexión de grado cero es para cuando la corriente y el voltaje proporcionados a cada elemento del relevador están en fase en condiciones trifásicas balanceadas con factor de potencia unitario, por ejemplo $I_a - I_b$ y V_{ab} si no hay componentes de secuencia cero, podrían utilizarse también I_a y V_a . La ecuación para el par producido con esta conexión es:

$$T \propto V_1 I_1 \cos \beta + V_2 I_2 \cos (180' + \beta)$$

$$\propto (V_1 I_1 - V_2 I_2) \cos \beta$$

La conexión de grado cero producirá un neto positivo en la misma zona de β como la conexión en cuadratura, pero la magnitud de par neto en la mayor parte de la zona es menor que para las otras conexiones. Para la condición límite supuesta en la figura 69, el par neto es cero. Mencionamos la conexión de grado cero para mostrar que, sumando o restando los pares de un relevador polifásico de 90 grados y uno de grado cero, puede obtenerse el funcionamiento para los volt-amperes, ya sean de secuencia positiva o negativa.

Sin embargo, debe hacerse un equilibrio más preciso de las magnitudes si el par neto va a ser en verdad representativo de la magnitud deseada.

Algunas veces es deseable hacer funcionar el equipo de protección por relevadores a partir de una componente particular de secuencia de fase de la corriente o el voltaje de un sistema trifásico. La forma para el método para hacer esto, parte de las ecuaciones:

$$I_{a1} = (1/3) (I_a + a I_b + a^2 I_c)$$

$$I_{a2} = (1/3) (I_a + a^2 I_b + a I_c)$$

$$I_{a0} = (1/3) (I_a + I_b + I_c)$$

Un filtro de secuencia de fase hace electrónicamente lo que estas tres ecuaciones describen gráficamente.

Capítulo 4

4.1 ¿Cómo protegen los relevadores?

El capítulo 4, en el que tratamos la protección a generadores, así como los que preceden a éste (protección a transformadores, líneas y barras) intentan responder la pregunta del encabezado.

En este material se toman en cuenta aquellos aspectos que se dan más comúnmente como condiciones de funcionamiento anormal.

Las protecciones y soluciones que se proponen se tratan en forma directa.

En el capítulo de transformadores se describen las prácticas de protección para bancos cuyo valor nominal trifásico es de más de 500 Kv, cubriendo primordialmente el caso del corto circuito.

Para la protección de barras nos enfocamos hacia los equipos que están en uso, y para la protección de líneas se contemplan las diferentes formas como son: por cobre corriente, con relevadores de distancia y la protección por hilo corto.

4.2 Protección a generadores.

4.2.1 Protección Contra Corto Circuito De Los Arrollamientos Del Estator Por Relevadores Diferenciales De Porcentaje.

La protección diferencial del generador protege principalmente contra cortos circuitos entre las fases dentro del embobinado del generador. Cuando se trata de generadores cuyo neutro esta aterrizado a través de un reactor de reactancia baja, la protección diferencial detecta también cortos 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. Si Las dos corrientes son iguales, el embobinado esta bien, si las corrientes son diferentes entonces hay una falla. Un esquema básico se muestra en la figura 70.

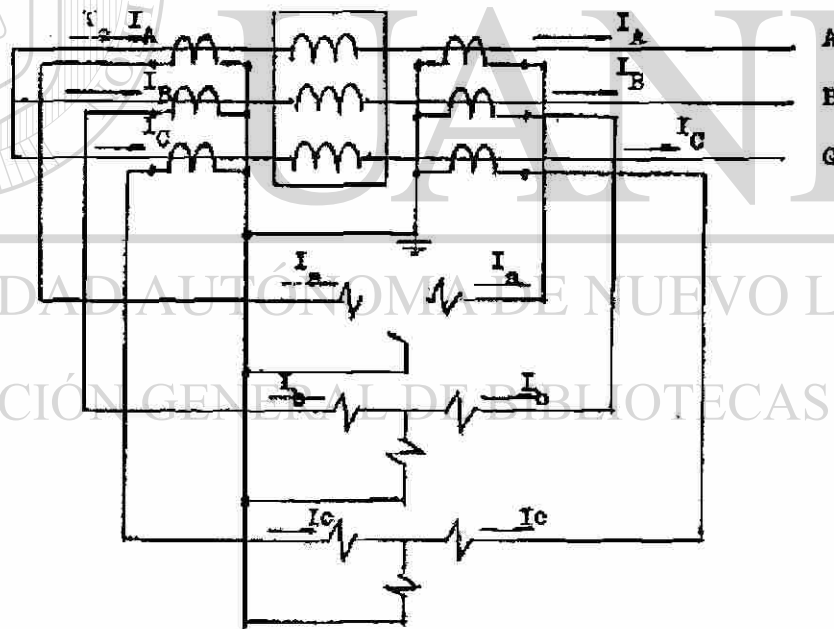


Figura 70. Conexión trifásica de una protección diferencial del generador.

En Los diagramas para relevadores diferenciales se aprecia que la diferencia entre una falla interior y una falla exterior consiste en la circulación de la corriente a través de la bobina de operación del relevador.

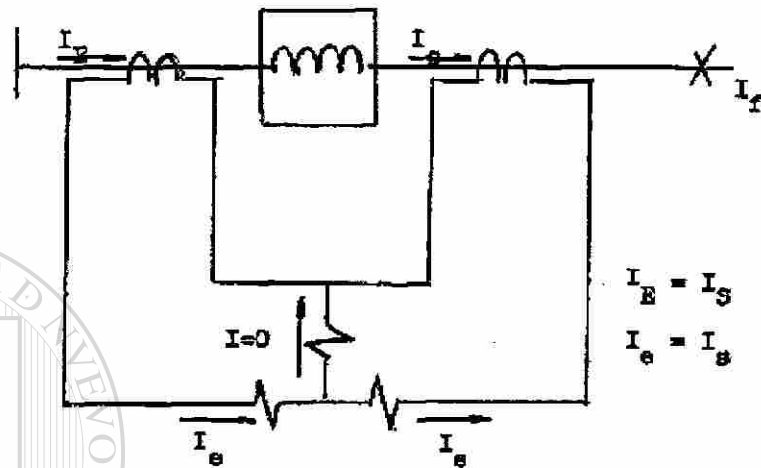


Figura 71.

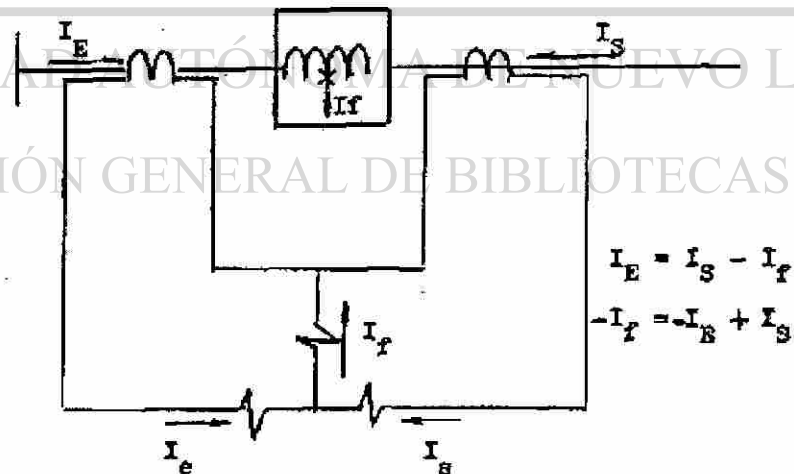


Figura 72.

Se recomienda el uso de relevadores diferenciales tipo "pendiente" que contienen dos bobinas de retención y una bobina de operación. Al circular corriente por la bobina de retención se produce un par que tiende a abrir los contactos, en oposición al par producido por la corriente en la bobina de operación, que tiende a cerrar contactos.

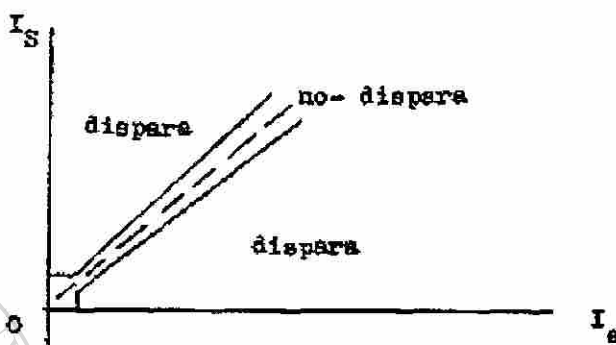


Figura 73. Límites de operación de un relevador diferencial tipo de Pendiente.

La pendiente es la relación entre la corriente diferencial y la menor de las corrientes en las bobinas de retención.

$$\text{Pendiente} = (I_e - I_s) / I_s \quad \text{si } I_s \neq I_e$$

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

En protección de generadores es común usar una pendiente del 10 % y los transformadores de corriente en los dos extremos son iguales. Una variante es el relevador de pendiente variable, con la característica más abierta en la parte alto de la gráfica. Con este relevador hay más seguridad contra errores de los TC, en corrientes altas y conserva sensibilidad a bajas corrientes. Los relevadores diferenciales de generador tienen normalmente una corriente de arranque de 0.2 Amperes. Operan con una bobina de retención, y la bobina de operación en serie. Como los relevadores diferenciales tienen limitada su zona de

operación entre los TC no requieren tiempo de coordinación con otros relevadores. Estos son de alto velocidad. Se recomienda el uso del relevador de copa de inducción u otro mecanismo de alto velocidad. Los relevadores diferenciales de generador no tienen ajuste.

Estos relevadores por el tipo de protección que los acciona no deben tener disparos equivocados, solo se dispararán cuando hay un corto circuito.

La protección diferencial de generador es de las que menos problemas presentan. Para su aplicación se deben tener las siguientes precauciones:

- 1.- Los TC idénticos en los extremos del generador.
- 2.- Empleo exclusivo de IC de corriente para esta protección.
- 3.- Los TC deben proteger únicamente al generador.
- 4.- Revisar cuidadosamente polaridad y secuencia de fase de los TC

4.2.2 Protección Contra Fallas A Tierra en el Estator Del Generador.

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 embobinado del generador como en todas las conexiones a voltaje de generación: bus ductos, embobinado del transformador de unidad y embobinado 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 relevadores diferenciales respaldados por un relevador de sobrecorriente en el neutro, que a la vez respalda la protección de tierra de las líneas de distribución.

Como ya se menciona, 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 se elimina fácilmente por medio de un filtro contenido dentro del propio relevador.

El voltaje en el neutro del relevador, puede ser alto, o de menor valor, en cuanto la falla este más, o menos alejada del neutro. Una falla a tierra en el propio neutro no puede ser detectada por no producir voltaje.

El relevador que se utiliza cubre del 90 al 95 % del embobinado del generador, esto representa un buen rango de sensibilidad. La figura 74 muestra la conexión más común.

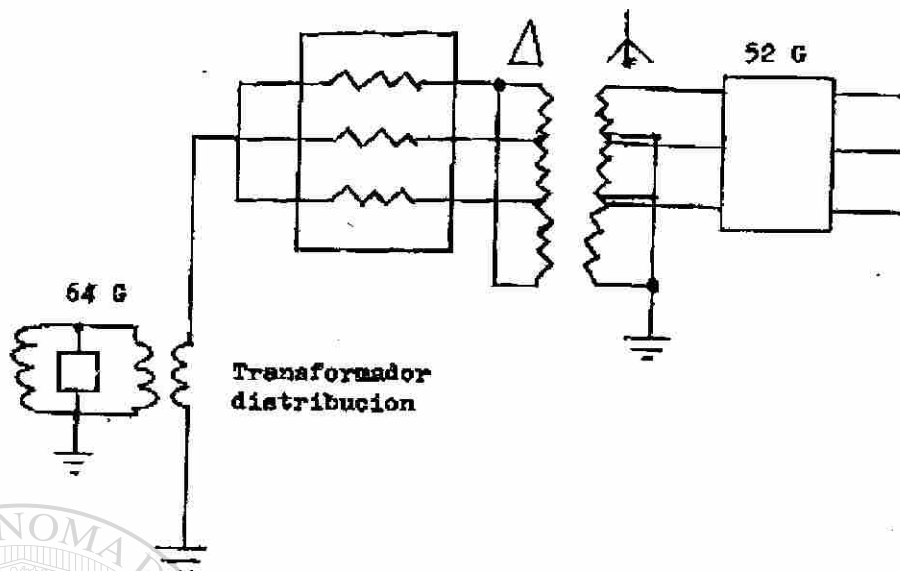


Figura 74. Protección contra fallas a tierra en el estator del generador.

Se emplea un transformador de distribución en lugar de una de potencial porque se requiere una resistencia para amortiguar el circuito. La resistencia se selecciona de manera que la corriente resistiva a través del neutro sea de la misma magnitud que la corriente capacitiva en caso de falla. Este valor es del orden de 3 - 10 amperes en primario para voltaje de generación de 13.8 a 21 Kv. El transformador de distribución tiene un voltaje primario igual al voltaje entre fases del generador, 240 voltios en el secundario, y debe resistir la corriente máxima de falla durante 10 minutos sin exceder su calentamiento momentáneo máxima, si esta protección se usa para disparar; si la protección es solo para dar alarma, la capacidad continua del transformador debe ser igual o superior a la corriente máxima de falla.

El enfriamiento es natural, de preferencia con líquido no inflamable o de diseño tipo seco. El relevador de sobrevoltaje

que se emplea contra fallas a tierra en el estator debe tener las características siguientes.

a) Filtro de 3a. armónica, este es un capacitor en serie con la bobina del relevador, que reduce su sensibilidad a la 3a. armónica.

b) Rango Bajo, normalmente de 5 a 20 Volts para energizarse. En esta aplicación no usa un mecanismo de disco de inducción, ya que no se requiere alto velocidad para liberar este tipo de falla, que es de baja corriente.

La figura 75 muestra la característica voltaje-tiempo del relevador.

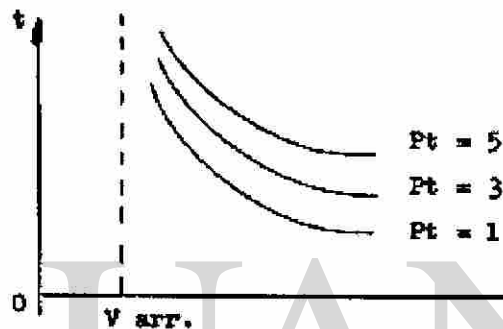
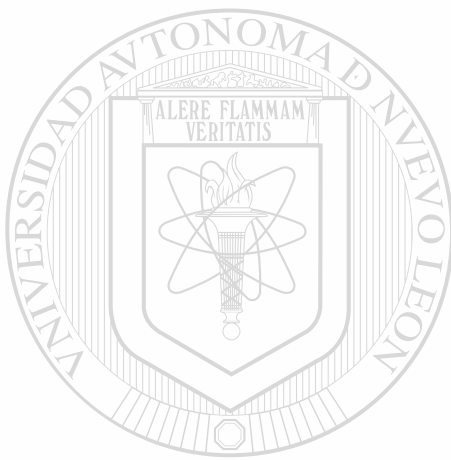


Figura 75.

En este relevador el tap de la bobina se ajusta al valor requerido según la sensibilidad deseada, generalmente el ajuste es bajo, tratando de cubrir la mayor parte posible del embobinado del generador, un 5 % de ajuste puede cubrir el 95 % del embobinado.

$$V_{\max} = 138.6 \text{ Volts en el secundario.}$$

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

se usará el tap más próximo: 5 o 7 Volts.

La palanca de tiempo admite un ajuste relativamente alto en vista de que la falla a tierra no cause destrucción de

laminación par ser de baja corriente. Para evitar disparos equivocados por fallas exteriores se da un tiempo largo, para tener la certeza de que dicha falla se haya liberado. Un ajuste normal de esta protección es fijar un tiempo del orden de 2 segundos para la falla que da el voltaje máxima (138.6), resultando con un tiempo mayor para todas las demás fallas.

Esta protección contra fallas a tierra en el estator puede ser usada para disparar o solo para dar alarma, será el operador quien decida si se para la unidad en su oportunidad.

Los problemas básicos de aplicación y sus soluciones en concreto, voltaje de 3a. armónica, limitación de alcance y fallas reflejadas través de un transformador ya han sido mencionados.

Un problema adicional se presenta en generadores equipados con excitación sin escobillas; como aquí no hay interruptor de campo de generador sino exclusivamente interruptor de campo de excitador, en case de una falla que produce voltaje máximo en el neutro éste subsistirá un tiempo largo después de haberse disparado la protección debido a la constante de tiempo del campo. En este case se puede dañar el 64 G por quedar expuesto demasiado tiempo a un sobrevoltaje. Las soluciones a este case serán: usar un segundo relevador de sobrevoltaje de ajuste más alto con una resistencia en serie con la bobina del relevador de ajuste bajo. Emplear un contacto "b" de 86 G (u 86 T según el caso) para desconectar la bobina de 64 G del voltaje del neutro al disparar.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

4.2.3 Protección Contra Perdida De Campo.

La perdida de campo consiste de una excitación anormal baja, y la protección dará alarma o efectuará el disparo antes que la operación del generador se vuelva inestable.

Las causas principales de la baja excitación son:

- a) Regulador de voltaje desconectado y ajuste manual de excitación demasiado bajo.

- b) Falla de escobillas.
- c) Apertura del interruptor de campo principal o del campo del excitador.
- d) Corto circuito en el campo.
- e) Falta de alimentación al equipo de excitación.

En generadores de poca capacidad, en los que hay la certeza de que solo operan con cargas de factor de potencia atrasado, la protección es mediante un relevador de baja corriente en el circuito del campo. En generadores de mayor tamaño la protección es mediante relevadores del tipo de distancia conectados a un TC y a un TP para detectar si sus condiciones tienden a la inestabilidad.

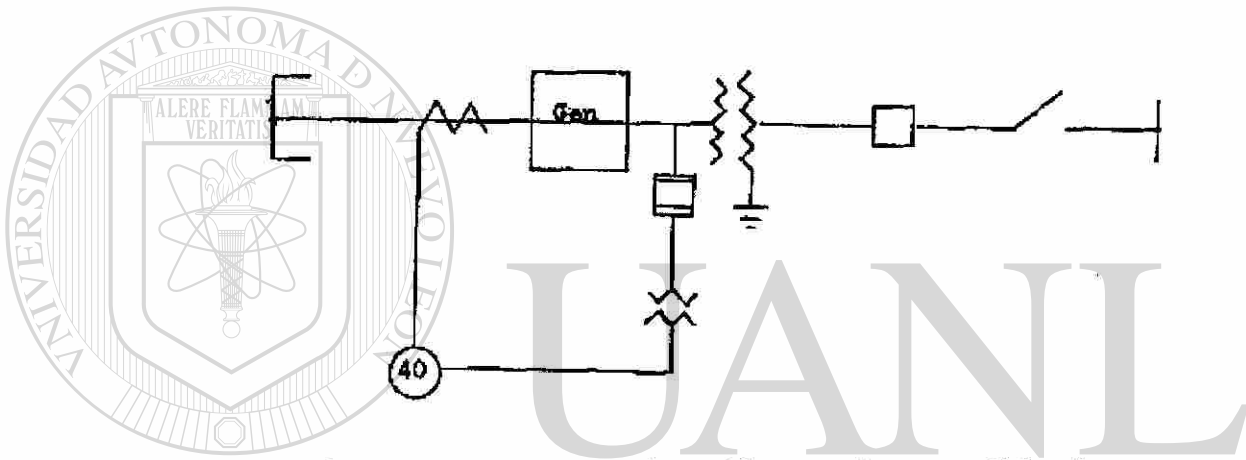


Figura 76. Esquema para protección contra pérdida de campo.

El relevador de distancia para protección contra pérdida de campo tiene una característica M_{ho} desplazada orientada hacia la parte negativa de X . La parte superior al eje R es eliminada por desplazamiento o por un elemento direccional adicional. La operación es instantánea, pero el relevador puede contener en la misma caja un relevador de tiempo para demorar la operación del conjunto.

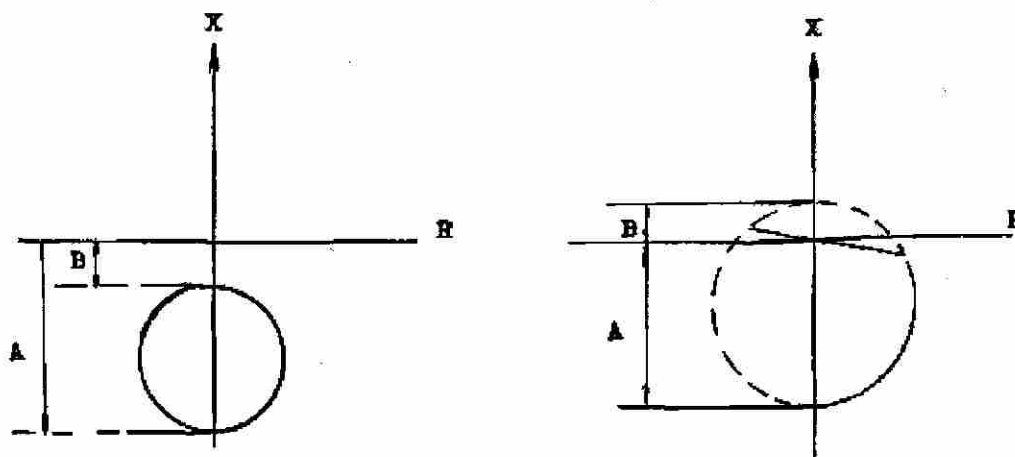


Figura 77. Característica del relevador cara protección contra pérdida de campo (40 G)

El elemento de distancia tiene dos ajustes que son:

Alcance (A) desplazamiento del origen (B) la diferencia o la suma de estos dos valores define el diámetro del círculo. Para ajuste en el alcance si el relevador tiene un solo elemento de distancia se recomienda.

$$A = X_d + (X'_d/2) \quad (\text{reactancias sin saturación})$$

Si el relevador tiene dos elementos de distancia el ajuste es:

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

$$\begin{array}{ll} A1 = 1 + (X'_d/2) & \text{Zona 1} \\ A2 = X_d + (X'_d/2) & \text{Zona 2} \end{array}$$

Para ajuste en el desplazamiento hacia el lado negativo de X es:

$$E = X'_d/2$$

si el desplazamiento es hacia el lado positivo de X el ajuste es:

$$E1 = X'_d/2 \text{ elemento de zona 1 hacia el lado negativo.}$$

El elemento de zona 2 se ajusta hacia el lado positivo de manera de retasar un poco la reactancia del transformador más la del sistema a generación máxima.

$$B_2 \geq X_t + X_s$$

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

El ajuste en tiempo para la zona 1 se recomienda: $t=0.5-0.25$ segundos para la zona 2 el ajuste recomendado es: $t = 0.5 - 2$ segundos. Si el diagrama contiene un relevador instantáneo de bajo voltaje como supervisión de disparo, su ajuste es:

$$V = 0.8 - 0.95 V_n$$

Si el esquema contiene un relevador de voltaje, se recomienda ampliar 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.

En el disparo dependiendo del sistema de excitación puedo optarse por disparar únicamente a los interruptores de generador y de auxiliares, o bien un relevador auxiliar de reposición manual (86 G u 86 T) con objeto de parar totalmente la unidad para su reparación. En cuanto a su aplicación el problema más grave que se ha observado en la operación de los relevadores de protección contra pérdida de campo, ha sido el de los disparos equivocados de generadores debido a excitación de líneas largas en vacío al separare el sistema de transmisión, se hace la aclaración que los relevadores instalados son de un solo elemento, sin demora de tiempo y sin supervisión de bajo voltaje.

Para evitar la repetición de estos disparos se recomienda adicionar primero la supervisión por bajo voltaje, luego elementos de tiempo y solamente si subsiste el problema, sustituir los relevadores de elemento sencillo por otros de elemento doble.

4.2.4 Protección Contra Fallas A Tierra En El Campo.

Es práctica establecida operar el campo del generador aislado de tierra. Tiene una protección que detecta cuando se presenta una falla a tierra en cualquier punto del circuito de campo.

Esta protección se emplea para dar alarma, para retirar la unidad del servicio, y hacer la inspección necesaria.

Hay dos formas diferentes para detectar fallas a tierra en el campo de generadores:

- a) Aplicación de voltaje de corriente directa entre el campo y tierra para medir la corriente que circula.
- b) Medición de voltaje entre tierra y un neutro artificial formado en el circuito de campo por medio de un potenciómetro de resistencias.

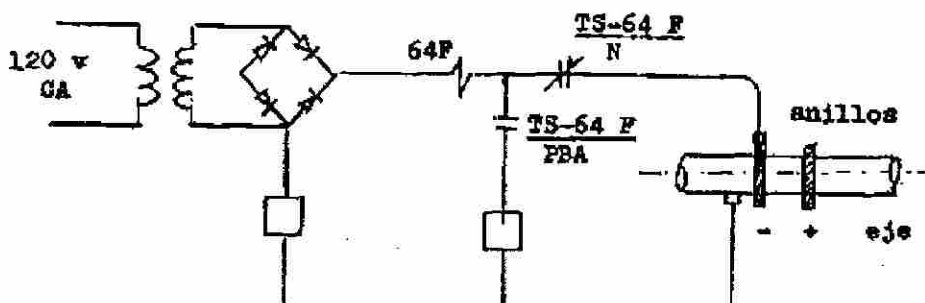


Figura 78. Protección con voltaje de CD.

La alimentación de 120 V de CA se toma de servicios propios, para que siga en servicio la protección aunque esté parada la unidad. El voltaje de CD aplicado es del orden de 100 a 200 Volts.

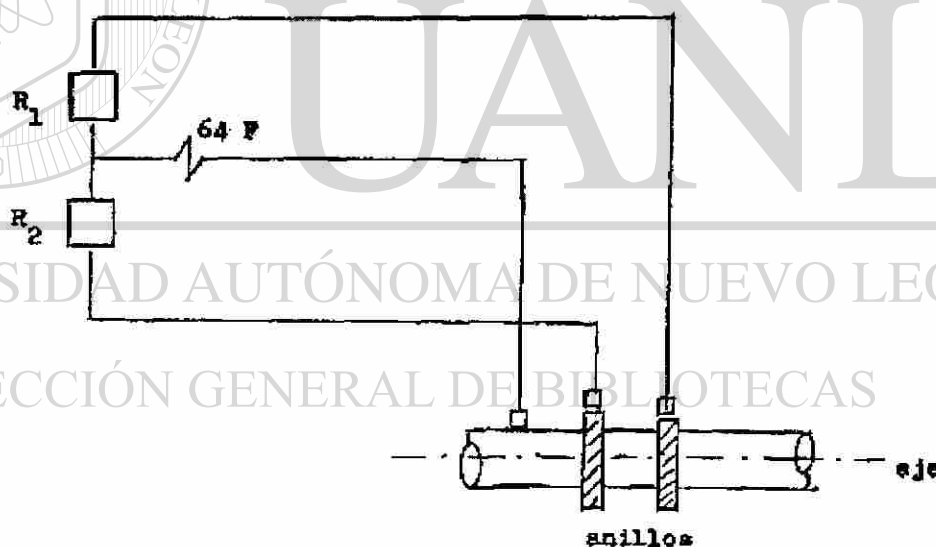


Figura 79. Protección Con Neutro Artificial.

El voltaje a través de la bobina 64 F es tanto mayor mientras más cerca de los extremos del campo se encuentre la falla. Algunos relevadores contienen una resistencia no lineal en

serie con R_1 , para detectar fallas aun en el centro del embobinado de campo, pues el neutro se desplaza en función del voltaje de operación del campo. En las dos formas de protección el elemento detector es un relevador instantáneo de CD, ya sea de sobrecorriente o de sobrevoltaje, con una sensibilidad muy alta, así detectan fallas de alta resistencia, pero a la vez pueden seguir operando energizados indefinidamente. Los relevadores de protección contra falla a tierra no tienen ajuste, y se conectan para dar alarma exclusivamente. La conexión a tierra es el propio eje del generador, la conexión a la escobilla que toca el eje debe tener un aislamiento adecuado (1000 v) para no introducir un circuito adicional de corrientes parásitas a lo largo del eje, cuando se tienen chumaceras aisladas de tierra. Los generadores que no tienen escobillas, utilizarán anillos rozantes.

4.2 Protección Contra Fallas Internas En el sistema De Excitación.

Aquí se incluyen todas las protecciones que contiene el equipo de excitación por sí mismo, para detectar fallas internas que impidan mantener excitación normal en el generador. Los elementos detectores dependen de la forma de excitación.

Para el caso de un sistema de excitación sin escobillas, las fallas detectadas son las siguientes:

- a) Rectificador rotatorio dañado.
- b) Sobrecorriente en el circuito de excitación.
- c) Falla en rectificadores que energizan el campo del excitador.
- d) Falla en la alimentación del circuito de potencial.
- e) Falla de alimentación del transformador de excitación.
- f) Alta temperatura en el transformador de excitación.

La operación básica, conexiones y características del relevador, se consultan al tablero de excitación o con datos del fabricante, así como los ajustes.

En fallas que requieren el paro total de la unidad, conectar el contacto de disparo a un relevador de contactos múltiples de reposición manual, 86 G u 86 T o proveer una especial (86 F) para esta protección. Conviene en general usar un relevador de bandera, que indica claramente que fue la protección del equipo de excitación la que causó el disparo.

Los problemas comunes son los ajustes. Se recomienda repararlos con el técnico de la fábrica, para determinar su función exacta.

4.2.6 Protección Contra Sobrevoltaje en el Generador.

Esta protección se emplea principalmente en plantas hidroeléctricas en los casos siguientes:

- a) Falla del regulador automático de voltaje.
- b) Exceso de potencia reactiva recibida del sistema, o sea excitación de líneas de alto tensión fuera del rango de control del regulador de voltaje.

Una variante más es el rechazo de carga con líneas de transmisión conectadas a la unidad, en la que el exceso de potencia reactiva se combine con una sobrevelocidad y el sistema de excitación puede perder el control del voltaje.

Para esta protección se emplean los transformadores de potencial en las terminales del generador, que energizan un relevador de voltaje que detecta si existe un sobrevoltaje. Cuando se trata de una falla trifásica, solo se mide el voltaje entre fases de generador, con un relevador monofásico, los cuales son normalmente con un mecanismo de disco de inducción y con elemento instantáneo. Como característica especial debe exigirse

compensación por frecuencia, para mantener su ajuste aun en condiciones de rechazo de carga.

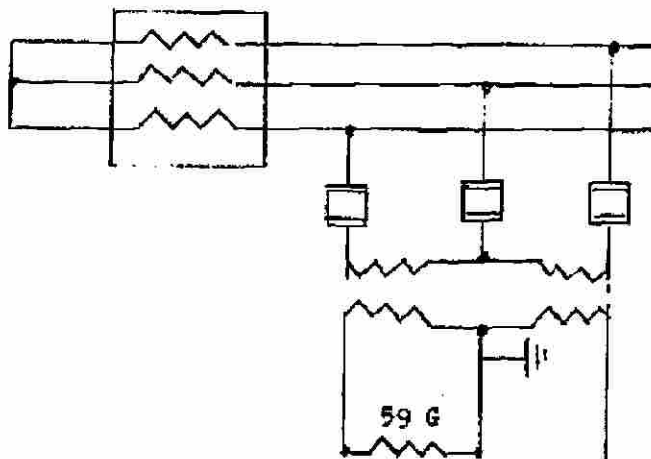


Figura 80. Protección Contra sobrevoltaje en el Generador (59 G)

El elemento de tiempo inverso tiene un rango de ajuste de 55 a 140 Volts, el elemento instantáneo es de 120 a 200 Volts.



Figura 81. Característica voltaje tiempo

El voltaje de arranque es del orden de 1.05 veces el voltaje más alto de operación normal, y como los pesos de voltaje dados por los taps de la bobina son muy grandes, generalmente se hace necesario afinar el ajuste con el resorte de reposición. Para la palanca de tiempo la recomendación es dar de 2 a 3 segundos, para un voltaje 1.15 veces el voltaje más alto de operación normal. Se recomienda que el elemento instantáneo empiece a operar entre 1.15 y 1.2 veces el voltaje más alto de operación normal.

La protección contra sobrevoltaje del generador se conecta normalmente a un relevador auxiliar de reposición automática (59GX) que a la vez dispara a:

- Interruptor de generador (52G)
- Interruptor de campo (41G)
- Interruptor de Auxiliares (52A)

En este tipo de falla se prefiere mantener rodando al generador para volver a excitar y resincronizar tan pronto se haya eliminado la causa. El problema en la protección contra sobrevoltaje básicamente es el ajuste, cuando este no es satisfactorio, se realizan algunas pruebas de respuesta del regulador de voltaje para calcular el ajuste más adecuado.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

4.2.7 Protección contra Sobre - Excitación. ®

En este caso la protección es propiamente al transformador elevador de la unidad generadora, aquí se detecta sobrevoltaje en el generador mientras rueda a velocidad menor a la nominal. Un sobrevoltaje a frecuencia baja causa una corriente de excitación muy alta en los transformadores conectados al generador, y esto puede causar daños por calentamiento excesivo en tiempos relativamente cortos.

El relevador que se emplea para detectar sobrevoltaje a baja frecuencia es de transistores, y tiene una característica de respuesta constante a la relación de voltaje entre frecuencia.

$$K = V/F$$

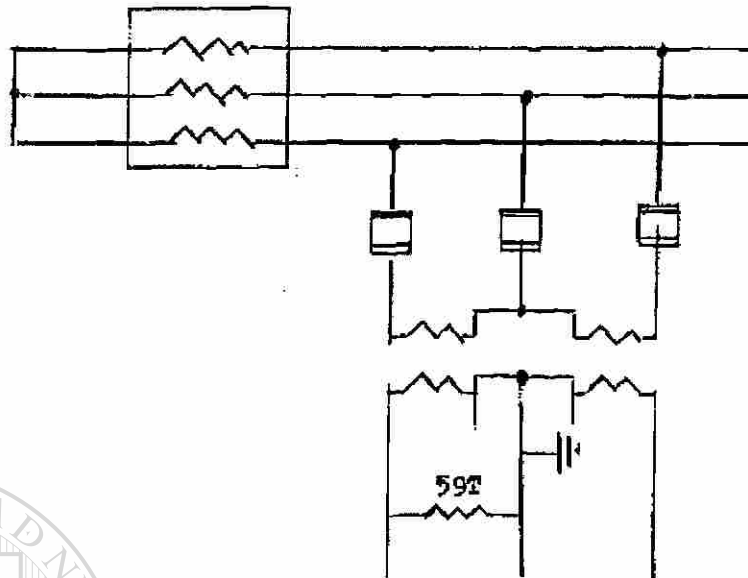


Figura. 82 Protección contra Sobre - excitación

En esta protección es suficiente con medir el voltaje y la frecuencia entre dos fases del generador para determinar si está sobreexcitado a baja frecuencia. La característica del relevador de sobrevoltaje a baja frecuencia se muestra en la figura 83.

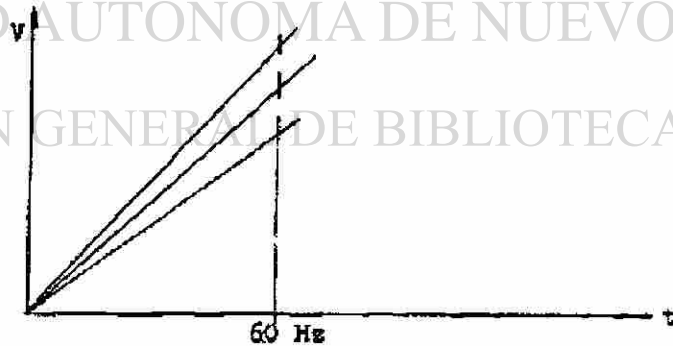


Figura 83. Característica del relevador de sobrevoltaje a baja frecuencia.

La pendiente se puede variar con ajuste de potenciómetro, que interviene dentro del circuito transistorizado. El elemento detector es instantáneo, pero opera sobre un relevador auxiliar de tiempo, que da la demora necesaria antes del disparo. Para unidades de tamaño grande se recomienda emplear dos relevadores de sobreexcitación, con ajustes distintos para detector sobre voltajes de magnitud diferente y responder más rápidamente en los casos más graves. Los ajustes son:

a) Pendiente del primer paso.

$$V / F = 1.05 \text{ (Voltaje máximo de operación) / 60 Hz}$$

b) Tiempo del primer paso.

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

c) Pendiente del segundo caso.

$$V / F = 1.12 \text{ (Voltaje máximo de operación) / 60 Hz}$$

d) Tiempo del segundo paso.

El ajuste de tiempo será del orden de 2 segundos según recomendación de Los fabricantes de transformadores.

En cuanto a conexiones del relevador la forma es la siguiente. Los contactos de disparo se conectan 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 dispara esta protección. Por otra parte el relevador tiene contactos actuados instantáneamente por los propios elementos detectores, para conectarlos a un circuito de alarma. Finalmente diremos que los

únicos problemas de aplicación en relevadores Volts-Hertz son errores de ajuste.

4.2.8 Protección De Respaldo A Tierra.

Esta protección empleada en unidades conectadas en esquema unitario propiamente es una protección para el transformador elevador, para librar fallas a tierra en el sistema de alta tensión en caso de que no haya disparado a tiempo un interruptor más próximo a la falla.

Indirectamente es una protección para el generador, pues cualquier falla a tierra sostenida en lado de alto tensión se reflejará en el generador como falla entre fases, y causará calentamiento en el rotor por corriente de secuencia negativa. Para detectar una falla a tierra en el sistema de alta tensión se utiliza la contribución a la corriente de falla que circula de tierra al neutro del embobinado de alto tensión del transformador elevador de la unidad. La protección es proporcionada por un relevador de sobrecorriente conectado al secundario de un transformador de corriente intercalado en la conexión de neutro a tierra del transformador elevador.

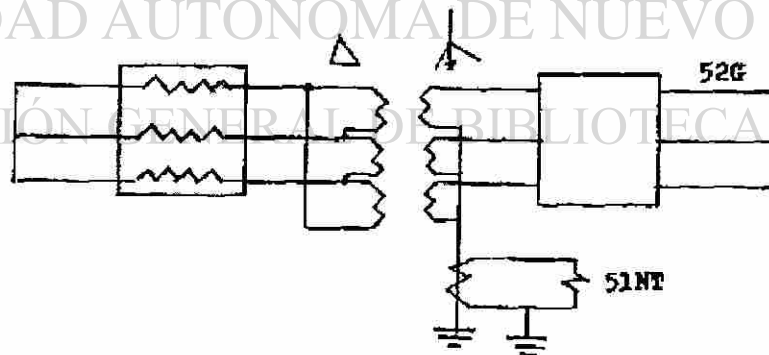


Figura. 84 Protección de respaldo de tierra (51NT)

Por tratarse de una protección de respaldo que opera únicamente para fallas externas a la unidad. El relevador 51NT debe disparar solamente al interruptor de unidad (52G). La unidad generadora debe quedar rodando, excitada y con su servicio propio operando, preparada para conectarse al bus tan pronto como se haya librado la falla exterior que causó el disparo. La protección de respaldo debe ajustarse siempre con sensibilidad menor y tiempo mayor que la protección a la que respalda.

4.2.9 Protección De Respaldo De Fase.

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 respalde de fase puede detectar fallas dentro de la unidad, respaldando 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. Esta protección se hace con tres tipos de relevadores distintos, 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.

Protección con relevadores de sobrecorriente con control por bajo 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, que 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.

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.

Protección con relevadores de sobrecorriente con retención por voltaje (51V). Estos relevadores son híbridos entre elemento de sobrecorriente y de distancia, su característica de sobrecorriente es afectada por la magnitud de voltaje. La teoría de su diseño es que se pueden ajustar para que den protección contra sobrecarga y también contra cortos circuitos, tomando en cuenta la reducción de 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.

Protección con relevadores de distancia (21) La protección de respaldo con relevadores de distancia generalmente se emplea en unidades de tamaño mayor, 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. Aquí se hace necesario obtener los voltajes delta respectivos, referidos a alta tensión, para una medición correcta de distancia en alta tensión. Se requiere un juego de transformadores de potencial auxiliares en conexión delta-estrella.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

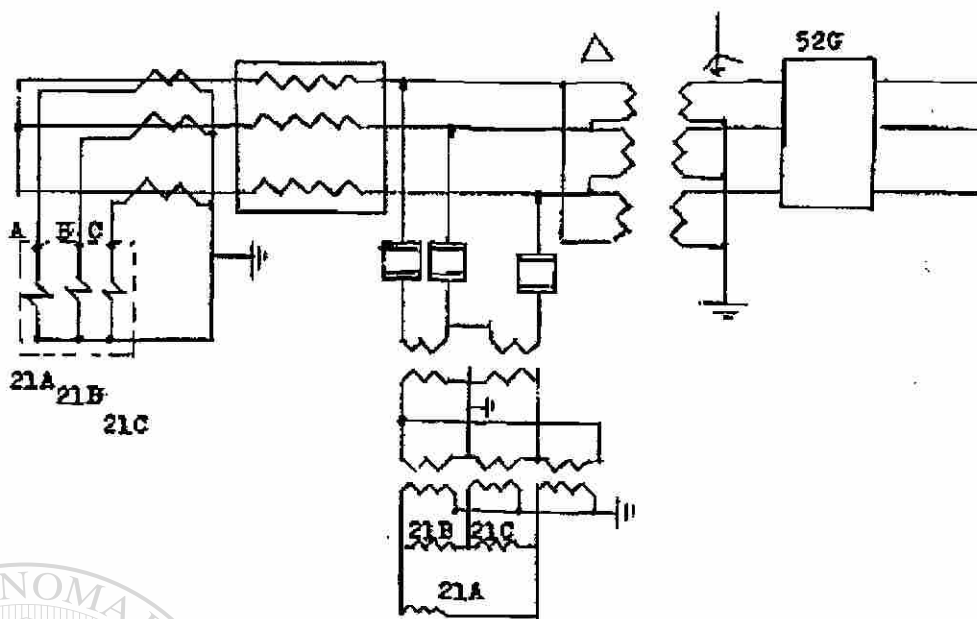


Figura 85. Protección con relevadores de distancia (21)

Los relevadores de distancia se construyen con tres elementos monofásicos dentro de una misma caja. Algunos fabricantes recomiendan el empleo de transformadores de potencial auxiliares para los relevadores de sobrecorriente con retención por voltaje si la protección es con control par bajo voltaje.

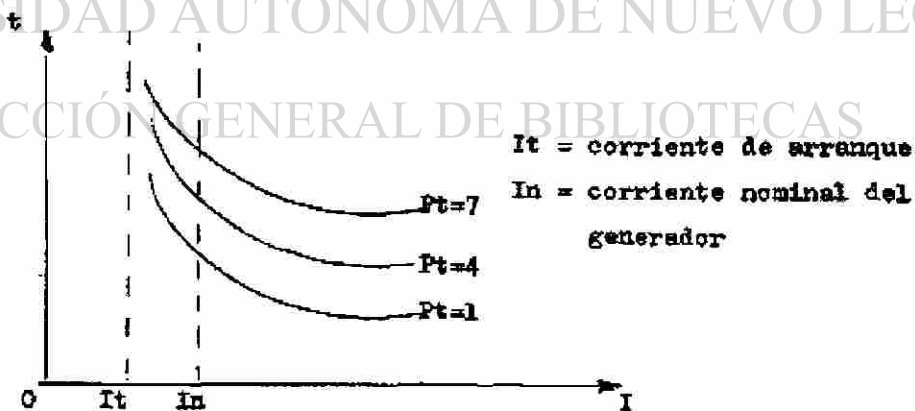


Fig. 86 Relevador de sobrecorriente con control por bajo voltaje (51V)

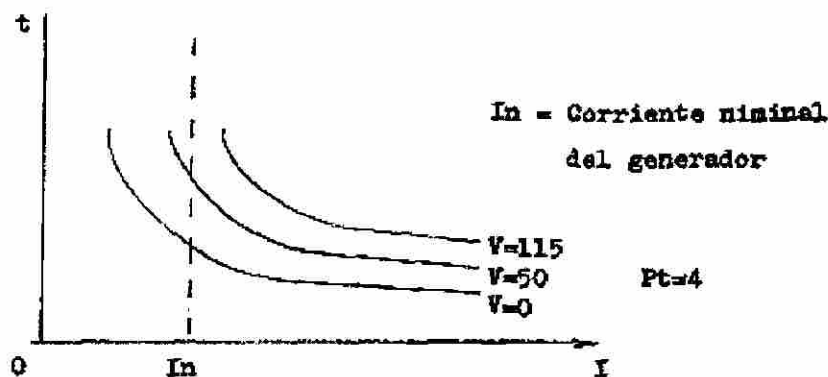


Fig. 87 Relevador de sobrecorriente con retención por voltaje (51V)

Los relevadores de sobrecorriente con control por bajo voltaje son del tipo de tiempo inverso, sin elemento instantáneo, la característica de este relevador se muestra en la figure 86. Los relevadores de sobrecorriente con retención por voltaje, aquí el elemento de sobrecorriente es del tipo de tiempo inverso, sin elemento instantáneo, pero su característica depende de la magnitud del voltaje aplicado. En este relevador (fig. 87) la corriente de arranque a $V = 0$ es el 25 % de la corriente de arranque a $V = 115$ (valor de tap).

Los relevadores de distancia (21) usados para protección de respaldo de generador, tienen característica tipo Mho desplazada para incluir el origen. Los elementos de distancia son inherentemente de alta velocidad, requieren de un relevador auxiliar de tiempo para dar la demora necesaria para la protección de respaldo.

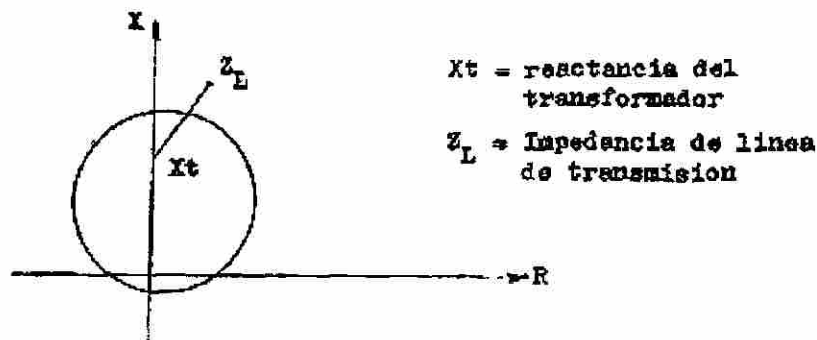


Fig. 88 Característica del relevador de distancia (21)

Los problemas que se presentan en la aplicación en general para esta protección son; incompatibilidad de principios de operación, fallas monofásicas a tierra en alta tensión, disparo equivocado de relevadores con retención por voltaje, falta de sensibilidad de los relevadores de distancia.

La solución en cualquiera de los casos es por ajustes de los distintos parámetros como son; voltajes, corrientes, palancas de tiempo, etc.

4.2.10 Protección De Sobrecorriente De Secuencia Negativa.

Esta protección es contra corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamiento en el rotor. Si la protección contra corrientes de secuencia negativa, es por un relevador de sobrecorriente, este contiene un filtro de secuencia que a partir de las tres fases obtiene un voltaje proporcional a su componente de secuencia negativa.

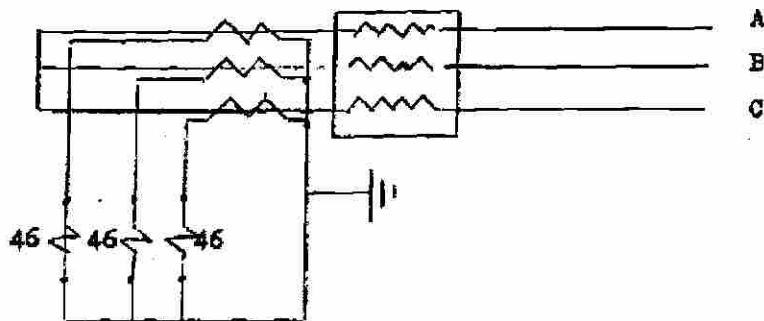


fig. 89 Relevadores de sobrecorriente de secuencia negativa (46)

El 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.

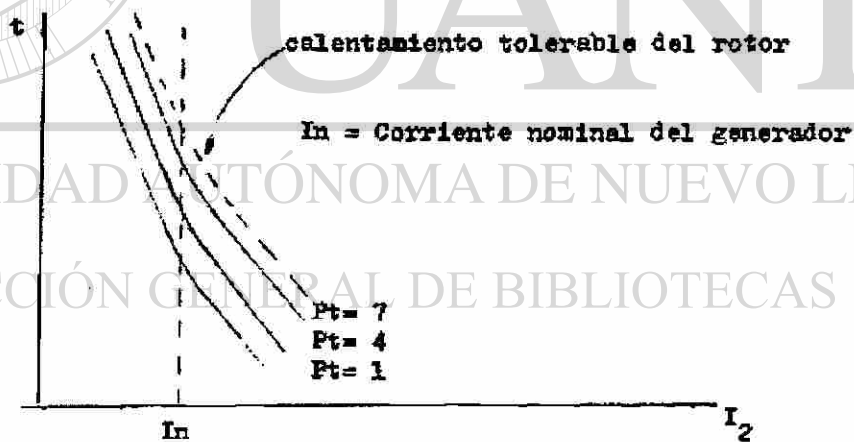


fig. 90 Característica tiempo - corriente de secuencia negativa del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa

La curva de calentamiento tolerable del rotor en función de su corriente de secuencia negativa se expresa como:

$$I_2^2 t = K$$

K depende del diseño del generador; en polos salientes K= 40, rotor liso K=30, y K=10 en máquina de polos lisos con enfriamiento a través de conductos huecos. En esta protección el tap se ajusta al valor más próximo a la corriente nominal del generador, y el ajuste de tiempo de operación se calcula a partir de dos condiciones que son:

a) Trazar la característica del generador $I_2^2 t = K$ 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.

b) Calcular la corriente de secuencia negativa en el generador para una falla entre fases, en el bus al cual conecta el interruptor del generador, y seleccionar:

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

donde $\Delta t =$ margen de coordinación (0.3 - 0.5) segundos.

De entre los dos ajustes escoger el que da la palanca de tiempo mayor. En este relevador el contacto de disparo, debe conectarse a disparar únicamente el interruptor de unidad (52G), pues se trata de una protección que opera en función de causas externas al generador. La unidad debe quedar rodando y excitada, disponible para ser resincronizada tan pronto como se haya eliminado la causa del disparo. En ocasiones se añade a estos relevadores dentro de la misma caja, un elemento de sensibilidad mayor, usado para dar alarma en caso de desbalances prolongados de la corriente.

4.2.11 Protección Contra Temperatura Alta en el Estator.

Esta protección detecta Las condiciones de operación que causan calentamiento del generador, Las cuales pueden ser:

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

La protección contra temperatura alto en el estator opera por medio de un medidor de temperatura, que puede ser tipo puente de Wheatstone, que recibe su señal de un detector de resistencia intercalado en el embobinado del generador. Si se desea disparar la unidad por temperatura alto generalmente se utiliza un relevador por separado, que opera con un detector de temperatura independiente, y ajustado 10°C arriba del valor de alarma

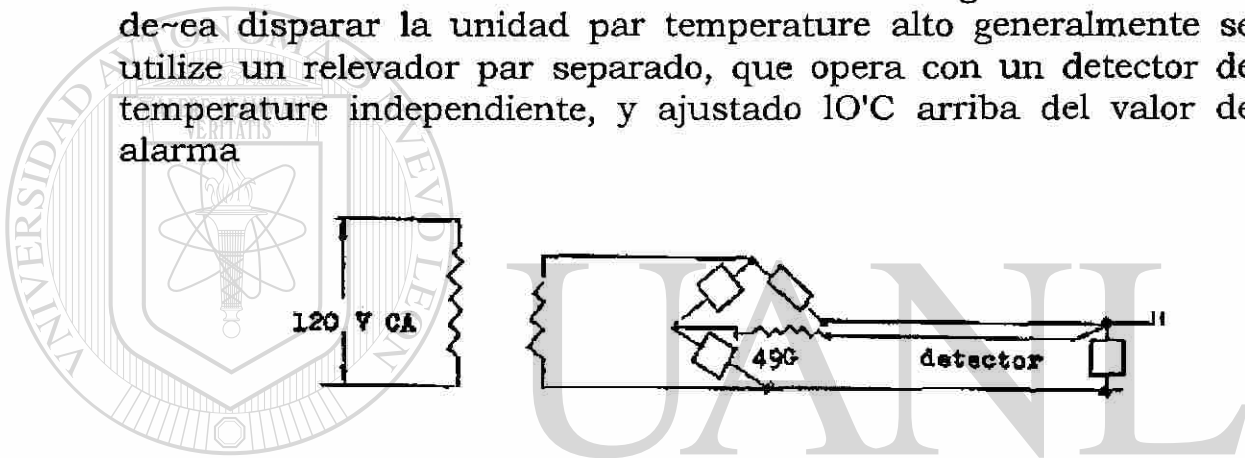


fig. 91 Protección contra temperatura alto en el estator (49G)

La característica de este relevador es que responde directamente a la temperatura del detector. Entre sus problemas de aplicación se puede mencionar la inducción en el cable del detector, por lo que se recomienda, el uso de cable blindado. Además se puede poner en circuito abierto el detector, debido a vibraciones de la maquinaria, aquí se puede indicar alta temperatura y mandar disparos erróneos.

4.2.12 Protección De Voltaje Balanceado.

El relevador de voltaje balanceado protege los circuitos de potencial del generador contra fusibles fundidos. Estas fallas se pueden presentar de dos formas distintas.

- a) Fusible en el lado de excitación: produce sobreexcitación del generador (dispara por sobrevoltaje).
- b) Fusible en el lado de protección: produce disparo equivocado de algunas protecciones.

El relevador de voltaje balanceado detecta a que circuito corresponde el fusible fundido. El relevador de voltaje balanceado es del tipo de copa de inducción de alta velocidad, su 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 a un segundo juego de bobinas. Este mecanismo tiene un resorte que en condiciones de pares igual mantiene la armadura al centro, 10B dos contactos abiertos. Cada contacto actúa sobre un relevador auxiliar que multiplica su número de contactos y da indicación sobre cual de los dos operó. El relevador presenta dos ventajas que son:

- a) No actúa al desenergizarse 10B dos circuitos en operaciones rutinarias de desexcitación del generador.
- b) Alta velocidad.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

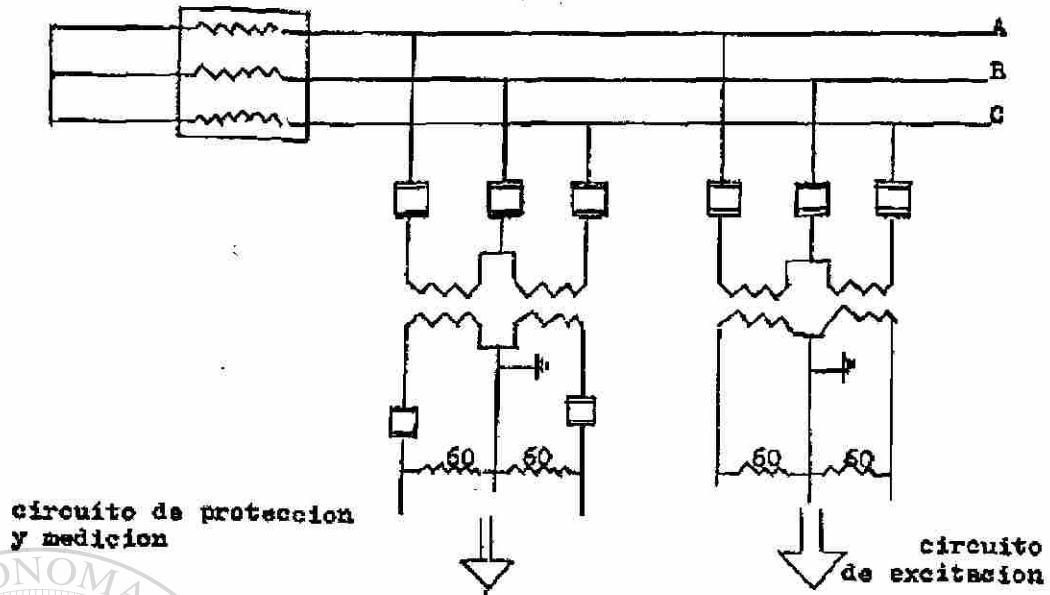


fig. 92 protección de voltaje balanceado (60)

La característica de operación del relevador de voltaje balanceado, para voltajes trifásicos en los dos juegos de bobinas se muestra en la fig. 93.

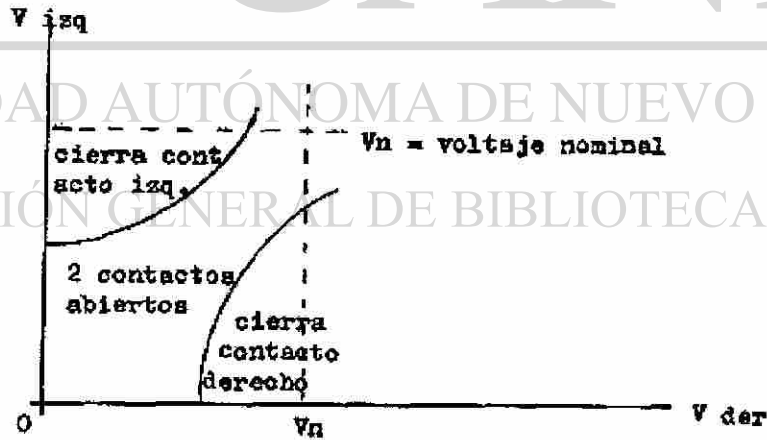


fig. 93 Característica del relevador para protección de voltaje balanceado (60)

En caso de que se funda un fusible, aunque las otras dos fases tengan voltaje pleno, el par producido por las bobinas respectivas es cero y responde como si el voltaje trifásico aplicado a esas bobinas fuera igual a cero, cerrando los contactos respectivos.

En este relevador es posible variar el ajuste de desbalance para el cual cierra sus contactos, si se altera 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. Los diagramas de conexiones son proporcionados por el fabricante.

En cuanto a problemas de aplicación, se puede anotar que el relevador de voltaje balanceado, es sensible a la secuencia de fase, por lo cual debe conectarse con la secuencia anotada en el instructivo.

4.2.13 Protección De Potencia Inversa.

La protección de potencia inversa detecta que el generador recibe potencia del sistema y dispara después de una demora de tiempo. Esto ocurre cuando su motor o turbina ya no le entrega potencia y entonces toma la necesaria para mantener al generador en sincronismo.

Las causas que provocan esta falla son:

- a) Falla en el propio motor o turbina.
- b) Falla de la caldera en case de turbinas de vapor.
- c) Problema de operación en el sistema eléctrico. La motorización es un fenómeno tolerable en un tiempo corto, si este tiempo se prolonga, cause calentamiento excesivo en partes de la turbina.

El relevador que se emplea en esta protección cuando se trata de generadores movidos por turbinas de vapor, es

trifásico, tipo copa de inducción, de alta sensibilidad y contiene un elemento auxiliar de tiempo.

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

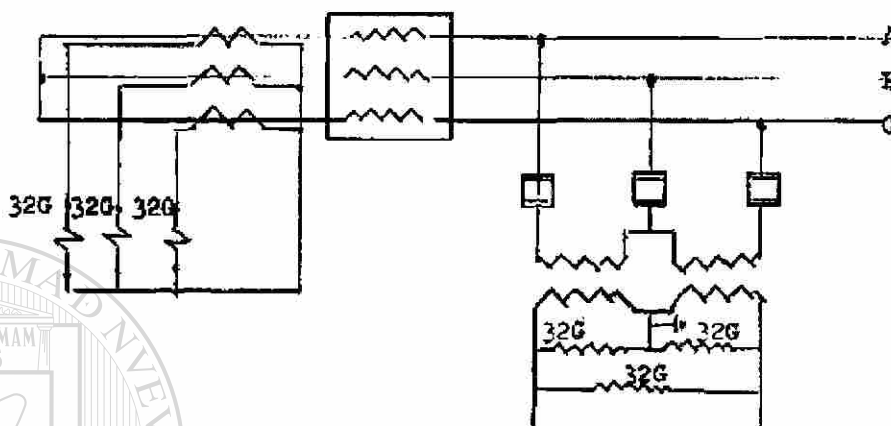


fig. 94 Relevador de potencia inversa (32G)

Los relevadores trifásicos tienen característica de tiempo constante, lo 9 relevadores monofásicos son de tiempo inverso.

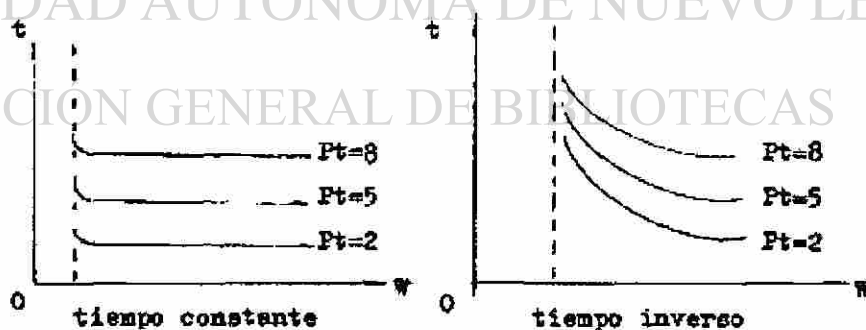


fig. 95 Características de los relevadores en la protección contra la motorización

En lo que respecta a ajustes, aquí para el arranque se recomienda un 50% de la potencia mínima de motorización

estimada para el motor o turbina. El ajuste en tiempo para turbina de vapor debe ser del orden de 5 segundos, si los relevadores son monofásicos de tiempo inverso los tiempos sugeridos son de 2 a 10 segundos para la potencia de motorización estimada. Los diagramas de conexiones para estos relevadores son proporcionados por el fabricante. Los problemas de aplicación que presentan en este caso serian; la polaridad y la secuencia de fase, incluso ocasionalmente puede haber disparos equivocados durante oscilaciones del sistema.

4.2.14 Protección de Baja Frecuencia.

Esta protección se usa en turbogeneradores de gran capacidad en vista de que las aspas grandes en las partes de baja presión de la turbina tienen problemas de vibración a velocidad baja. La operación a baja frecuencia se debe generalmente a sobrecarga del sistema, o se presenta transitoriamente cuando se subdivide el sistema eléctrico.

El fenómeno de daño a las aspas largas por vibración es acumulativo, pues la fatiga total se compone de los tiempos operados fuera de los límites admisibles de velocidad.

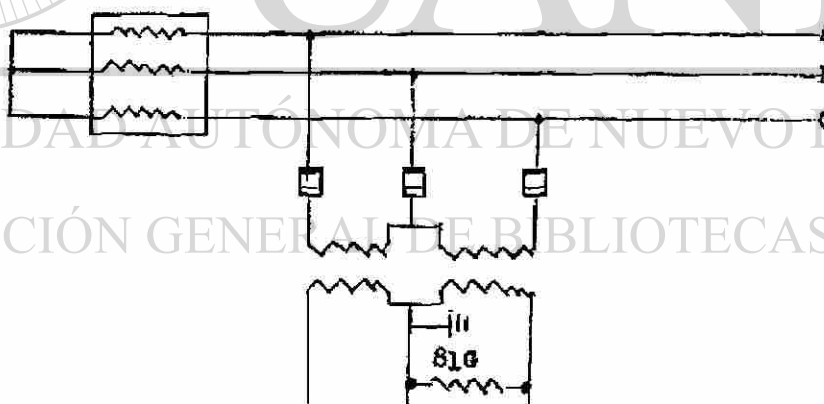


Figura 96. Diagrama de la protección de baja frecuencia (81). En la característica de la figura 97 representa el límite típico de operación bajo carga, de turbinas grandes.

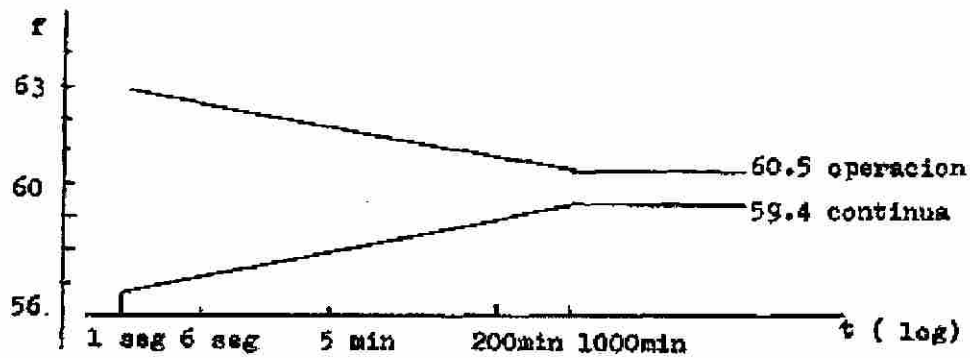


Figura 97.

Otra forma de atacar el problema consiste en usar varios relevadores instantáneos de frecuencia, y hacerlos disparar mediante relevadores auxiliares de tiempo. La característica en esta opción se muestra en la gráfica de la figura 98, se recomiendan entre 3 y 5 pesos de frecuencia.

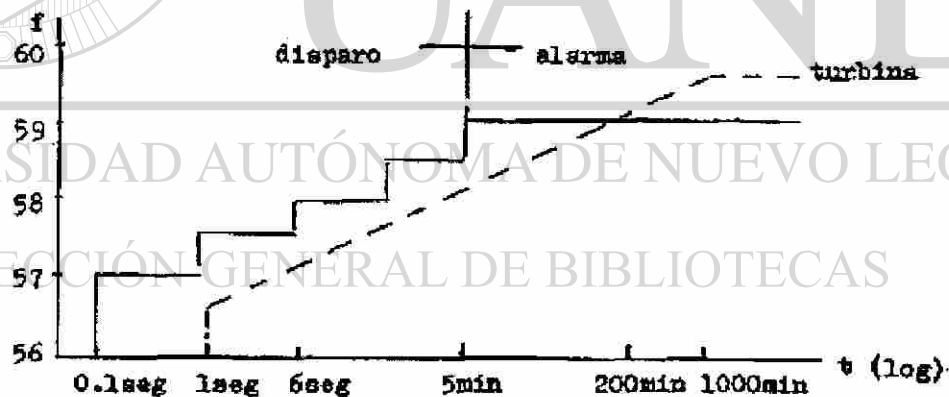


Figura 98. Característica con varios relevadores para protección de baja frecuencia.

Generalmente el paso de 57 Hz da disparo instantáneo sin demora, el ajuste de los pesos de frecuencia y tiempo se hace considerando la curva de la turbina como indicación de 100% de

perdida de vida, luego sobre la misma gráfica se trázan Los puntos que corresponden al porcentaje de pérdida de vida que se desea usar como margen de seguridad, generalmente 5, 10 o 20%

Los contactos de los relevadores auxiliares de tiempo correspondientes a los pesos 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.

El elemento de alarma funciona a 59 Hz. El ajuste de tiempo que tiene es relativamente largo, y la turbina resiste operar entre 58.5 y 59 Hz macho tiempo, de modo que hay tiempo para el operador a efectuar maniobras correctivas.

El problema principal de operación en esta aplicación, es decidir el grado de protección que se desea: numero de pesos y margen de seguridad.

4.2.15 Disparo después de descarga.

El disparo después de descarga consiste en diseñar los circuitos de control del generador de manera que para disparos de la turbina debidos a fallas mecánicas, se mantengan cerrados los interruptores de generador y de campo hasta que el generador este descargado, desconectándose en ese momento del sistema. El disparo después de descarga evita el desboque de la unidad debido a la energía cinética o termodinámica acumulada, que la acción del gobernador no puede alcanzar por encontrarse más allá de sus válvulas de control y por sus limitaciones de velocidad.

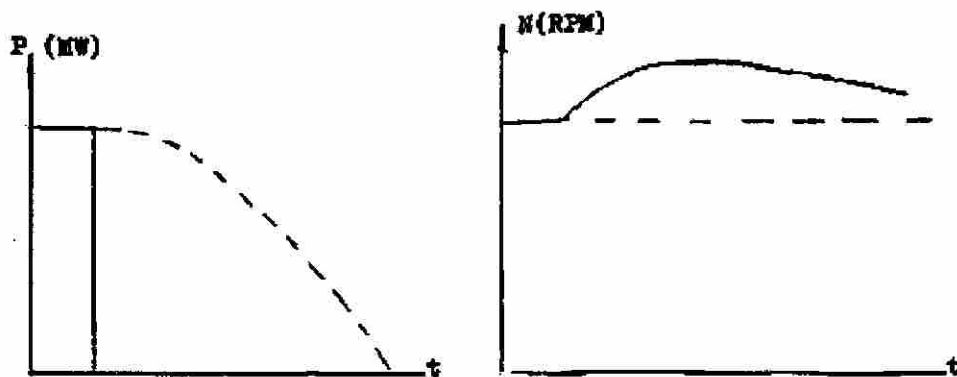


Figura 99.

Con este esquema se aprovecha la absorción de energía por el sistema eléctrico para impedir el desboque de la turbina, resultando un rechazo de carga menos brusco.

En las unidades hidroeléctricas es usual usar un contacto de posición del distribuidor de la turbina, que indica que el distribuidor está totalmente cerrado, para detectar que la unidad está descargada. Los contactos de disparo por calentamiento de las chumaceras se usan para disparar a 86M, y este dispara la válvula de paro instantáneo.

En los generadores de vapor se emplea un relevador de baja potencia (37g) para detectar que la unidad está descargada.

El relevador para esta función es de potencia y monofásico, de alta velocidad, que generalmente se ajusta a cerrar contacto cuando la potencia baja a 5 a 10 % de su valor nominal.

Los fabricantes de turbinas de vapor hacen sus diseños de control de manera que todos los disparos por causa mecánica, actúan directamente sobre la válvula de paro, por medios hidráulicos.

Ajustes así como conexiones y demás son proporcionados por los fabricantes.

CAPITULO 5

5.1. Protección de Transformadores.

En contraste con los generadores, en los que pueden surgir muchas circunstancias anormales, las fallas en transformadores son: corto circuito, circuito abierto y sobrecalentamiento en las bobinas. En la practica no se protegen ni el circuito abierto, ni el sobrecalentamiento o sobre carga, puede haber elementos térmicos para hacer sonar una alarma o para controlar bancos de ventiladores. El transformador solo tendrá protección contra corto circuito y protección de respaldo contra una falla externa.

En la practica los fabricantes acostumbran recomendar protección diferencial de porcentaje para bancos de transformadores de potencia cuya capacidad trifásica es 1000 Kva y mayores.

El relevador diferencial deberá hacer funcionar un relevador auxiliar de reposición manual que dispara todos los interruptores de los transformadores. La característica de reposición manual es para disminuir la probabilidad de que un interruptor de transformador se cierre en forma inadvertida, sujetando así al transformador contra algún daño innecesario.

Con relación a los transformadores de corriente (TC), una regla simple para sus conexiones es la siguiente; Los TC en cualquier arrollamiento en estrella de un transformador de potencia se conectan en delta, en cambio para la parte en delta del transformador los TC se conectaran en estrella. Los requisitos básicos que deben satisfacer las conexiones del relevador diferencial son:

- a) No debe funcionar para cargo o fallas externas.
- b) Debe funcionar para fallas internas bastante severas.

En la figura 100 tenemos un diagrama completo de conexiones que satisfacen los requisitos, se encuentra que la protección es útil en caso de fallas entre espiras así como en caso de falles entre fases o a tierra, si la corriente de falla es bastante elevada.

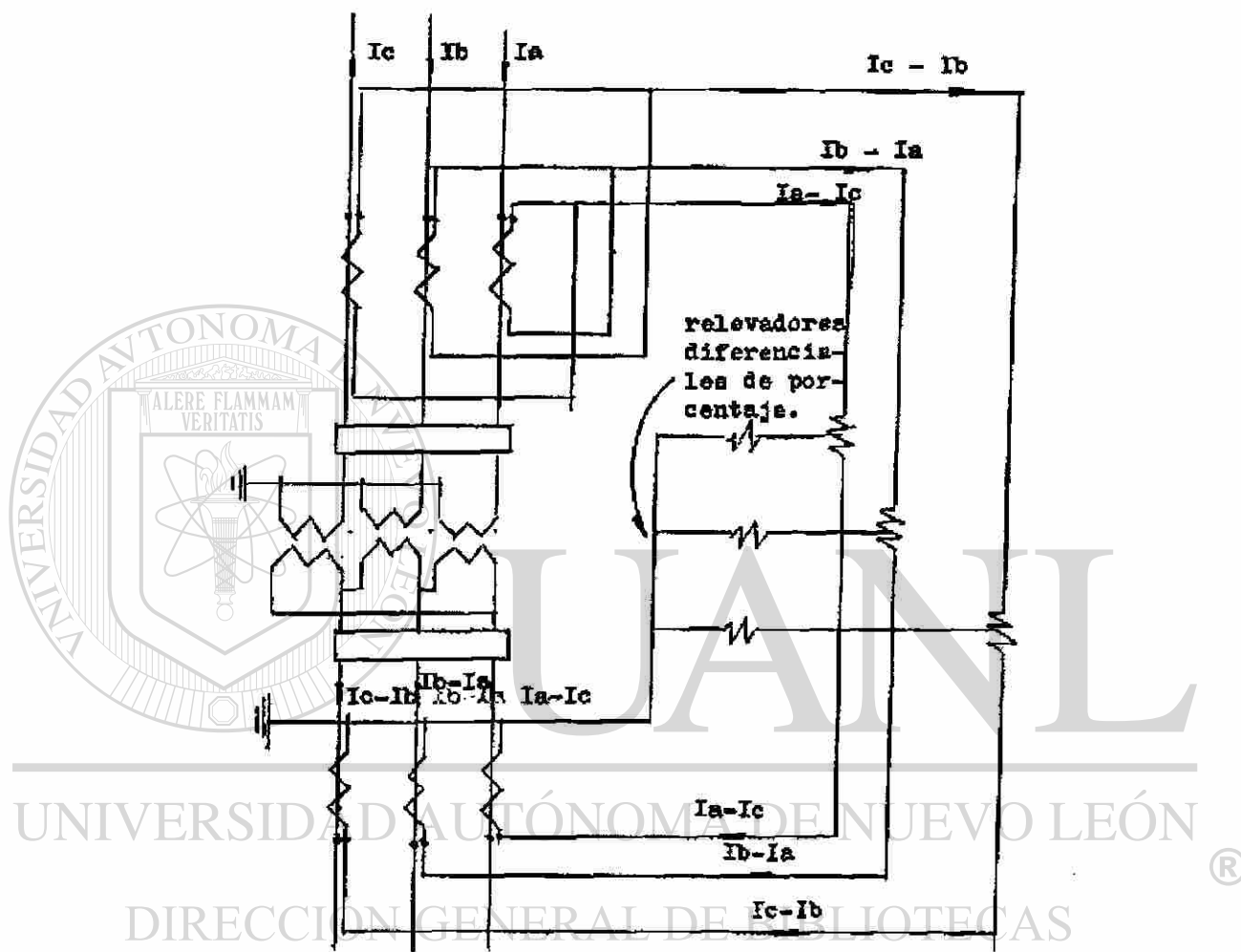


Fig. 100 Diagrama de conexiones de la protección diferencial de porcentaje para un transformador de dos arrollamientos.

5.1.1 La Derivación De La Corriente de Secuencia Cero.

La derivación de la corriente de secuencia cero es útil, si se necesita excluir las componentes de secuencia cero de los circuitos secundarios externos de los TC conectados en estrella. Dicha derivación permitirá conectar los TC en estrella en el lado de estrella de un transformador de potencia y en delta en el lado de la delta. Rara vez se usa esta posibilidad, ya que por lo general no hay impedimento en utilizar las conexiones convencionales, y de hecho estas son las preferidas. En la figura 101 se muestra esta aplicación.

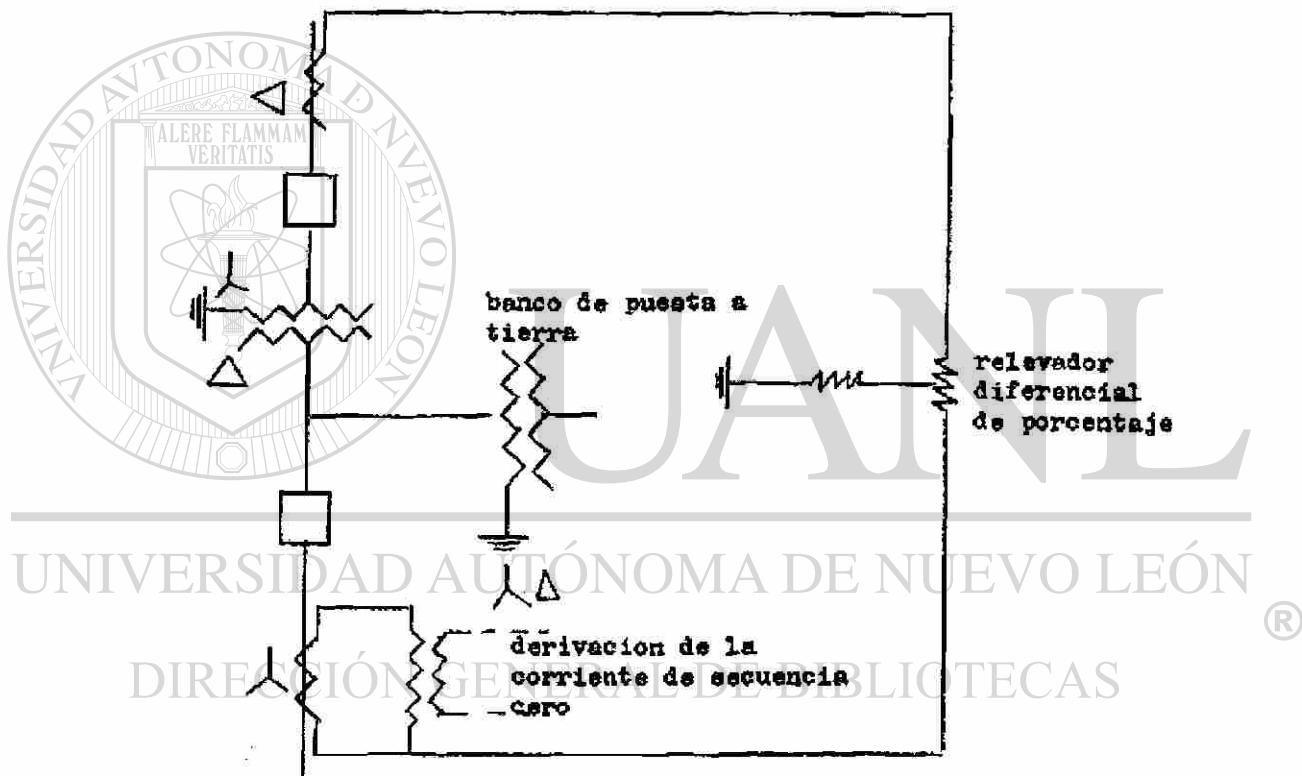


Fig. 101 Aplicación de una derivación de la corriente de secuencia cero.

La derivación también puede ser útil, cuando se va a incluir en la zona de protección del banco principal en un transformador de puesta a tierra en el lado de la delta de un transformador de potencia estrella-delta.

5.1.2 Relaciones De Los Transformadores De Corriente Para Relevadores Diferenciales.

La mayoría de los relevadores diferenciales para, protección de transformadores de potencia tienen tomas, o se utilizan con autotransformadores auxiliares que las tienen, para compensar las relaciones de los TC que no sean tan exactas como se desean. En donde se puede seleccionar la relación del TC, como con los TC de protección del tipo boquilla, lo mejor es escoger la relación máxima del TC que dará una corriente secundaria lo más cercana posible a la toma nominal más baja del relevador.

También es necesario una vista a la precisión del TC, cuando se aplican relevadores diferenciales a transformadores de potencia. Estos cálculos requieren el conocimiento de las características del TC ya sea en forma de las curvas del factor de corrección de relación o las curvas de excitación y datos de impedancia.

Un estudio de los fabricantes mostró que los requisitos mínimos para los TC de boquilla, van de acuerdo con la tabla siguiente.

Número de espiras secundarias	Valor nominal de precisión ASA (Arrollamiento completo)
120	10L200
240	10L400
400	10L400
600	10L400
800	10L800
1000	10L800
1200	10L800

El hecho de que los TC de protección del tipo de boquilla puedan funcionar en su toma mínima de relación de espiras hace necesario que el valor nominal del arrollamiento completo sea más elevado que si se utilizara el arrollamiento completo.

5.1.3 Selección De La Pendiente En Porcentaje Para Relevadores Diferenciales.

En protección por lo general se dispone de relevadores diferenciales de porcentaje con diferentes pendientes de porcentaje; estos pueden ajustarse de tal forma que un solo relevador puede tener cualquiera de las distintas pendientes. La característica de la pendiente en porcentaje es impedir un mal funcionamiento del relevador debido a "desequilibrios" entre los TC durante fallas externas. En la práctica la selección de las relaciones del TC y las tomas del relevador o autotransformador, son en el sentido de equilibrar las corrientes en el punto medio de la zona de conmutación de las tomas de regulación; en esa base, el desequilibrio máximo que puede ocurrir por esta causa es X %. El desequilibrio máximo inevitable entre las corrientes del TC y los valores nominales de las tomas del relevador es la mitad de la diferencia entre dos valores nominales de las tomas del relevador, expresado en porcentaje.

5.1.4 Efecto De La Corriente Magnetizante Transitoria De Conexión En Relevadores Diferenciales.

La forma en que se conectan Los TC y la forma en que se seleccionan las relaciones de estos y las tomas del relevador para la protección diferencial desprecia la componente de la corriente de excitación del transformador de potencia. En realidad esta componente origina que la corriente fluya en la bobina de funcionamiento del relevador, pero esta es tan pequeña bajo condiciones normales de carga que el relevador no tiene tendencia a funcionar.

Sin embargo, cualquier condición que determine un cambio instantáneo en los flujos de inducción en un transformador de potencia produce grandes corrientes magnetizantes en forma anormal, y esto si producirá una tendencia de funcionamiento en un relevador diferencial.

La corriente transitoria máxima de conexión y la mayor tendencia de funcionamiento del relevador ocurren cuando se ha dejado desconectado un banco de transformadores y no cierra entonces un interruptor, con lo cual se aplica voltaje a los arrollamientos en un lado, con los del otro desconectados de la carga o de la fuente. Cuando se alimenta un transformador con carga conectada o cuando ocurre un corto circuito, o se desconecta, aquí se producen transitorios menores en consideración pero también problemáticos. El disparo ocasional debido al transitorio de conexión cuando se conecta un transformador es objetable debido a que este se retarda al poner en servicio el transformador. Solo se sabe que el transformador puede tener una falla interna. La cosa más segura es hacer pruebas y la inspección necesarias para localizar el disturbio si lo hay, y esto lleva su tiempo. Los relevadores diferenciales de porcentaje que funcionan con acción retardada de casi 0.2 segundos o más, pasaran por el transitorio de conexión sin funcionar. En donde se requieren relevadores de alto velocidad, se usan relevadores que estén diseñados para evitar el disparo indeseado en la corriente transitoria de conexión. Para impedir el funcionamiento por corrientes transitorias el equipo contiene elementos de desensibilización, que es también un relevador de bajo voltaje con contactos "b" y que tiene el sistema de puesta en trabajo y reposición, de acción retardada; estos contactos están conectados en serie con una resistencia de bajo valor que pone en derivación la bobina de funcionamiento del relevador diferencial en cada fase. Si ocurriera una falla en el transformador que repusiera el relevador de bajo voltaje, su acción retardada impediría la desensibilización del relevador diferencial después que éste hubiera tenido tiempo más que suficiente para funcionar, si es que lo tenía que hacer.

En la figura 102 muestra un sistema de desensibilización para el relevador diferencial.

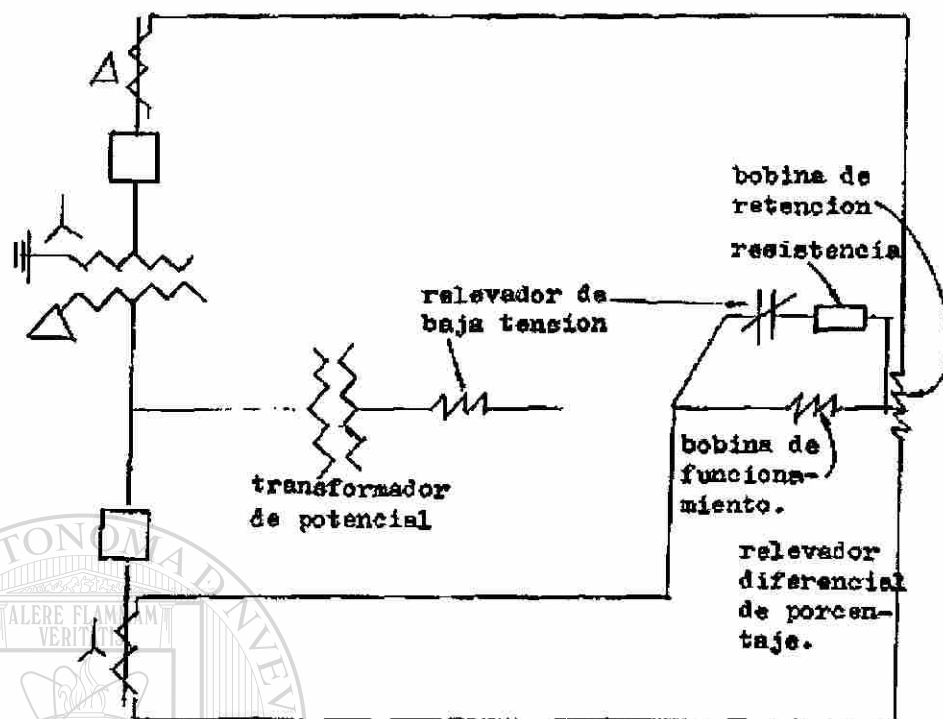


Figura 102. Equipo de desensibilización para impedir el disparo del relevador diferencial en la corriente magnetizante transitoria de conexión.

Un método un tanto mejor para el disparo por corrientes transitorias es con un "supresor de disparo". Tres relevadores de voltaje de alto voltaje, conectados para ser accionados ya sea por voltaje de fase a fase o de fase a neutro, controlan el disparo por los relevadores diferenciales de porcentaje. Durante el periodo transitorio de conexión, los relevadores se ponen a trabajar con una señal que es un sonido, o una corriente de falla muy baja, aquí se alimenta un relevador de tiempo que cierra su contacto "a" en el circuito de disparo de los relevadores diferenciales después de una acción retardada suficiente para que no ocurra el disparo solo en la corriente transitoria de conexión. El disparo solo se retarda para corrientes de falla muy bajas que solo afectan ligeramente el voltaje.

El disparo supresor se puede emplear con relevadores diferenciales ya sean de alto velocidad o más lentos, pero su aplicación más amplia es con los relevadores de alto velocidad.

Durante el periodo de corriente magnetizante transitoria, un relevador diferencial puede ser autodesensibilizante, mediante el principio de "retención de corriente armónica". Este relevador es capaz de distinguir la diferencia entre la corriente magnetizante transitoria de conexión y la de corto circuito por la diferencia de la forma de onda. La corriente magnetizante transitoria de conexión tiene armónicas que no están presentes notoriamente en la corriente de corto circuito. Un análisis de armónicas de la corriente magnetizante transitoria de conexión la tenemos en la tabla siguiente.

En la Figura 103 se demuestra como se arregla el relevador para aprovechar el contenido de armónicas de la onda de la corriente y ser selectivo entre fallas y la magnetización transitoria de conexión.

Componente Armónica	Amplitud en porcentaje de la fundamental
2 ^a .	63
3 ^a .	26.8
4 ^a .	5.1
5 ^a .	4.1
6 ^a .	3.7
7 ^a .	2.4

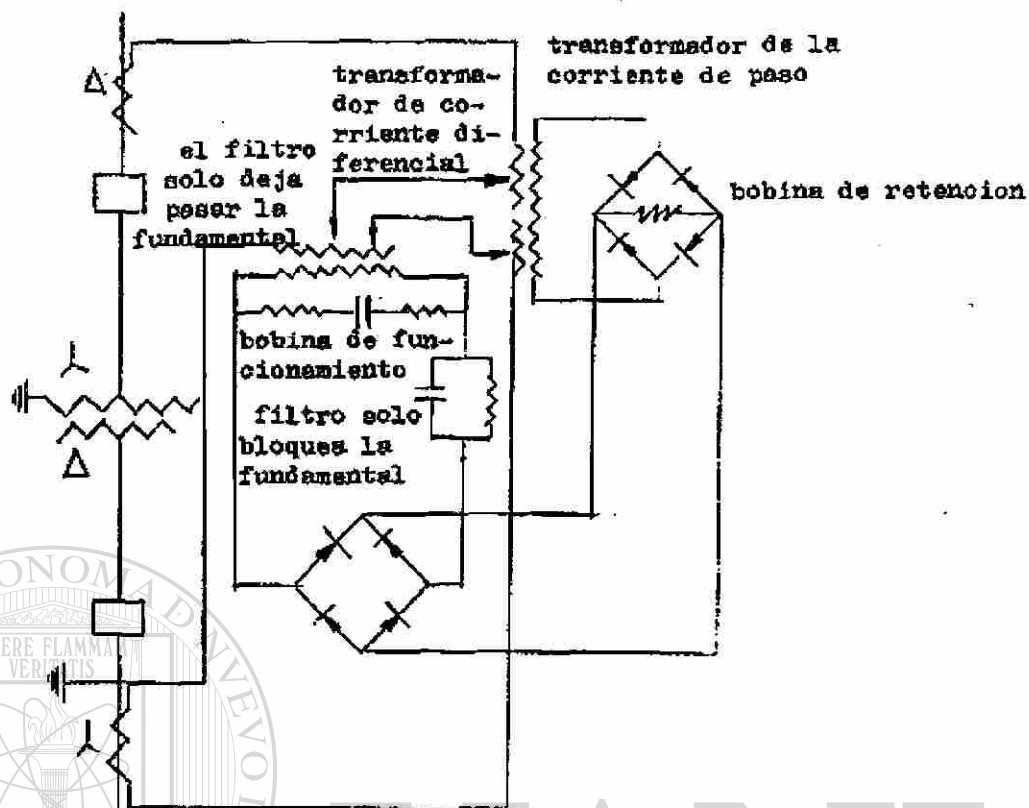


Figura 103. Relevador diferencial de porcentaje de retención de corriente armónica.

La bobina de retención recibirá del transformador de la corriente de paso la suma rectificada de la fundamental y las componentes armónicas. La bobina de funcionamiento solo recibirá del transformador de la corriente diferencial la componente fundamental de ésta, estando las armónicas separadas, rectificadas y realimentadas en la bobina de retención.

La componente de CD esta presente en la magnetizante y la de falla, esta bloqueada en forma amplia por los transformadores de la corriente diferencial y de paso, el efecto de retención es ligero.

5.1.5 PROTECCION DE BANCOS DE TRANSFORMADORES EN PARALELO.

Desde el punto de vista de la protección por relevadores, se evita el funcionamiento de dos bancos de transformadores en paralelo sin interruptores individuales. Una protección equivalente a aquella en la cual se utilizan interruptores individuales, es la de la figura 104.

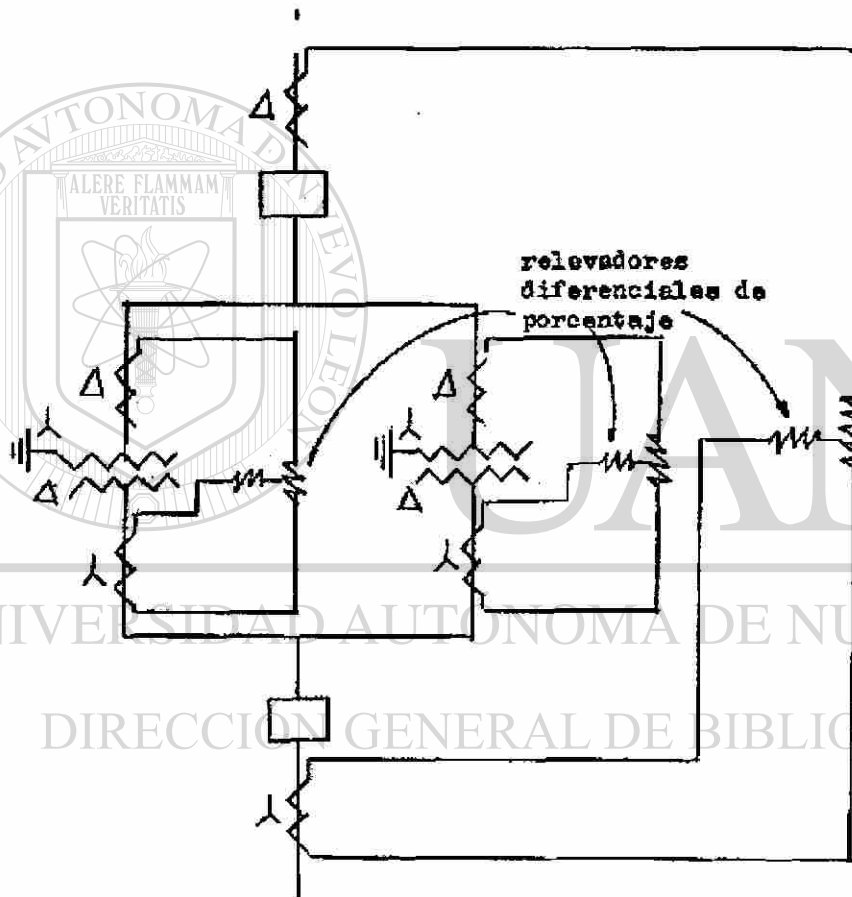


Figura 104. La protección de bancos en paralelo con interruptores comunes.

Cuando los bancos de transformadores en paralelo están localizados a alguna distancia de la estación generadora y tienen interruptores individuales, puede haber problemas de corriente magnetizante transitoria de conexión, al hacerse una conexión de un banco, y el otro ya esta conectado, la corriente magnetizante fluirá no solo hacia el banco ya conectado, sino hacia el mismo banco, además, la corriente de ambos bancos descenderá a un valor mucho más bajo que cuando se conecta un solo banco sin otros en paralelo. La corriente transitoria de conexión hacia el banco ya conectado no es tan elevada como la del banco que se conecta, pero puede exceder con facilidad dos veces el valor nominal de la corriente de plena carga del banco; la presencia de la carga en el banco reducirá ligeramente su corriente transitoria de conexión y aumentar su valor de decaimiento.

En referencia a lo anterior se aplican los criterios de desensibilización ya descritos para impedir el funcionamiento del relevador diferencial, los cuales no son efectivos para el banco que ya está conectado. Solo es efectiva la acción retardada en el funcionamiento del relevador diferencial para impedir el disparo indeseado. Pero si los bancos están protegidos por relevadores separados que tienen supresión del disparo o retención de armónicas, no ocurrirá el disparo indeseado. Como segundo punto, si los bancos están protegidos como una unidad, el tipo de retención de corriente armónica puede originar aun el disparo indeseado debido a que, la onda -total de la corriente viene a ser simétrica en breve y no contiene las necesarias armónicas pares requeridas para la retención.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

5.1.6. Protección contra corto circuito con relevadores de sobrecorriente.

Esta protección se emplea contra fallas de transformadores solo cuando no se justifica el costo de la protección diferencial.

Se instalan tres TC una en cada fase, y por lo menos dos relevadores de sobrecorriente de fase y un relevador de sobrecorriente de tierra en cada lado del banco de transformadores que se conecta a través de un interruptor a una fuente de corriente

de corto circuito. Los relevadores de sobrecorriente deben tener un elemento de tiempo inverso cuya puesta en trabajo pueda ajustarse un poco más arriba de la corriente nominal, o sea un 150 % de I_n , y con acción retardada suficiente para que sean selectivos con el equipo de protección de elementos adyacentes del sistema durante fallas externas. Los relevadores deberán tener también un elemento instantáneo cuya puesta en trabajo pueda hacerse un poco más elevada que la corriente máxima de corto circuito para una falla externa o la corriente magnetizante transitoria de conexión. Cuando el banco de transformadores esta conectado a más de una fuente de corriente de corto circuito, puede ser necesaria la direccionalidad, al menos para algunos de los relevadores de sobrecorriente.

Los relevadores de sobrecorriente para protección de corto circuito en transformadores proporcionan también la protección de respaldo externa en otra parte.

5.1.7. El relevador Buchholz.

Este relevador se aplica a transformadores que tienen el tanque totalmente lleno de aceite, y un tubo une dicho tanque a un auxiliar o " conservador ", que actúa como cámara de expansión. En la tubería entre el tanque principal y el conservador están los dos elementos del relevador. Un elemento es una cámara de recolección de gas en la que se acumula el gas originado por la desintegración o descomposición lenta del aislamiento en presencia de un pequeño arco eléctrico; cuando se ha acumulado una cierta cantidad de gas se cierra un contacto, para hacer sonar por lo general una alarma. El gas puede extraerse con un analizador de gas y se determine la clase de aislamiento que esta siendo perforado y saber con eso si sé esta deteriorando el aislamiento de la laminación, de un perno del núcleo o más. El otro elemento contiene una válvula que hace funcionar por el paso del aceite a través de la tubería cuando ocurre una falla severa, y que cierra los contactos que disparan los interruptores del transformador.

5.1.8. Relevador de protección de puesta a tierra.

En sistemas de neutro puesto a tierra, puede proporcionarse la protección aislando de tierra el tanque del transformador excepto para una conexión a tierra a través de un TC cuyo secundario alimenta un relevador de sobrecorriente. Un arreglo parecido proporcionará protección sensible para descargas superficiales al tanque o al núcleo, pero no responderá a fallas entre espiras o fallas en las puntas del transformador.

5.1.9. Disparo remoto.

Cuando una línea de transmisión finaliza en un solo banco de transformadores, con frecuencia se omite el interruptor de alto tensión y así se evita un costo considerable. Dicha práctica es posible por el procedimiento llamado "disparo remoto".

Al disparo del interruptor en el otro extremo de la línea de transmisión en caso de una falla en el transformador de potencia se le llama "disparo remoto". Los relevadores de protección en el otro extremo de la línea no pueden detectar fallas entre espiras dentro del banco de transformadores. Por lo tanto, el equipo propio de protección diferencial dispara el interruptor de baja tensión en el transformador, e inicia el disparo del interruptor en el otro extremo de la línea.

Una forma de hacer que disparen los relevadores distantes y operen su interruptor, es, lanzando un corto circuito en la línea en las terminales de alto tensión del transformador de potencia. Esto se hace arreglando los relevadores diferenciales del transformador para disparar el cerrojo del resorte de un interruptor de desconexión en aire que pone a tierra una de las tres fases de la línea.

Se utiliza un interruptor trifásico si hay recierre automático en el otro extremo de la línea; esto es para proteger el transformador contra el daño adicional impidiendo la aplicación del voltaje al transformador. Si no se usa el recierre automático, y si la estación está atendida, es suficiente un interruptor monofásico. Este método es un poco lento, además el sistema está sujeto a la sacudida de una o más recierres sobre un corto circuito. Otra forma de disparar el interruptor distante es con un piloto (hilo, corriente portadora u onda centimétrica). En cualquier caso, el equipo debe estar libre de la posibilidad del disparo indeseado debido a causas extrañas; esto se lleva a cabo por la transmisión de una señal de disparo que no es apta para duplicarse en otra forma. Uno de los métodos más satisfactorios es el llamado "desplazamiento de la frecuencia", el cual además de seguro, es también de alto velocidad; solo necesita de tres ciclos para alimentar la bobina de disparo del interruptor distante después que el relevador diferencial del transformador ha cerrado sus contactos de disparo. Usando dos canales de desplazamiento de la frecuencia, puede robarse el equipo sin ponerlo fuera de servicio. El disparo remoto sobre un piloto puede bloquear el recierre automático mediante la señal de disparo, esto es una ventaja, sin embargo puede ser necesario, retardar el recierre unos cuantos ciclos para estar seguro que este está bloqueado cuando ocurren las descargas superficiales en las boquillas de alto tensión del transformador.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



5.1.10. Protección de respaldo contra falla externa.

Un banco de transformadores protegido en forma diferencial deberá tener relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, alimentados con distintos TC que los asociados con los relevadores diferenciales, para disparar los interruptores del lado de la falla cuando persiste por mucho tiempo la falla externa. Una excepción es el arreglo del banco de transformadores de una unidad generador-transformador donde los relevadores de respaldo contra las fallas externas del generador proporcionan toda la protección de respaldo necesaria. Las siguientes figuras son un ejemplo de esta forma de protección.

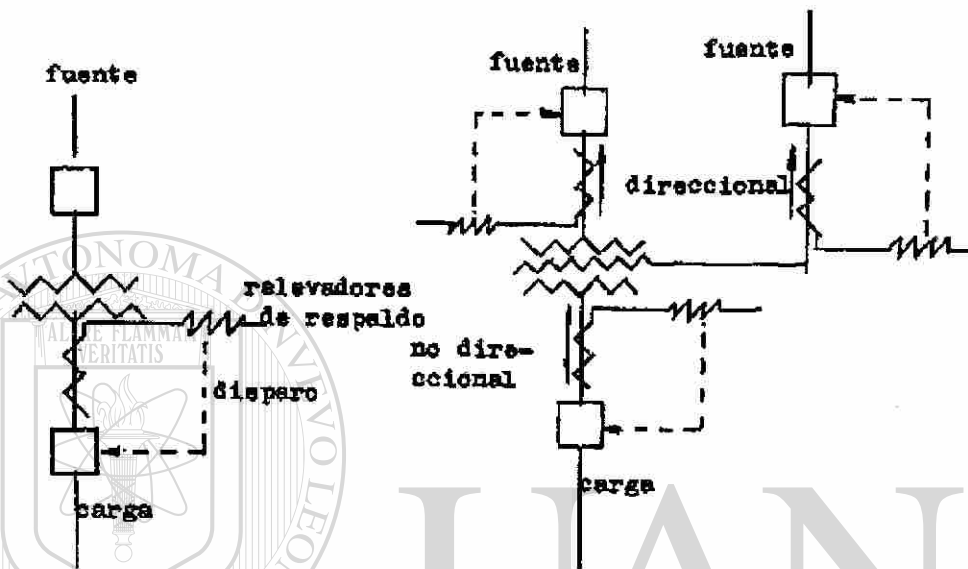


Figura 105. Protección de respaldo para el transformador con una fuente.

Figura 106. Protección de respaldo con dos fuentes.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Cuando el transformador está conectado a más de una fuente de corriente de corto circuito, se requieren relevadores de respaldo en todos los circuitos, y algunos pueden necesitar direccionalidad, como en la figura 106 para obtener buena protección y selectividad. Cada conjunto de relevadores de respaldo, solo deberá disparar un interruptor asociado (Fig. 106).

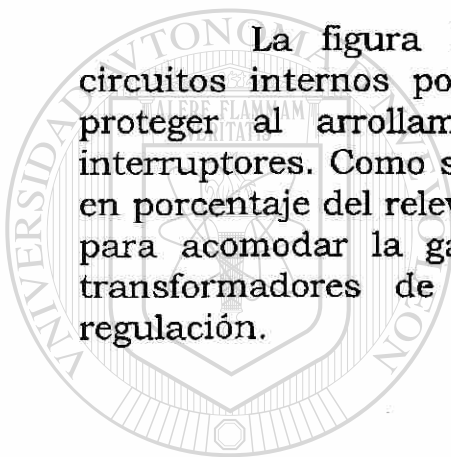
5.1.11. Transformadores de regulación.

Estos transformadores pueden ser del tipo " en fase " o del tipo " desfasador ". El primero permite medios para aumentar o disminuir el voltaje del circuito bajo carga en su lugar sin cambiar el ángulo de fase. El segundo cambia el ángulo de fase, y por lo general también la magnitud del voltaje, bajo carga.

Un transformador de regulación puede utilizarse en un circuito sólo o en conjunto con un transformador de potencia.

O bien, puede construirse la función del transformador de regulación en el mismo transformador de potencia.

La figura 107 muestra la protección contra cortos circuitos internos por relevador diferencial de porcentaje, para proteger al arrollamiento serie y sus conexiones y a sus interruptores. Como se emplea la regulación en fase, la pendiente en porcentaje del relevador diferencial deberá ser bastante elevada para acomodar la gama completa del cambio de voltaje, para transformadores de potencia con cambiador con tomas de regulación.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

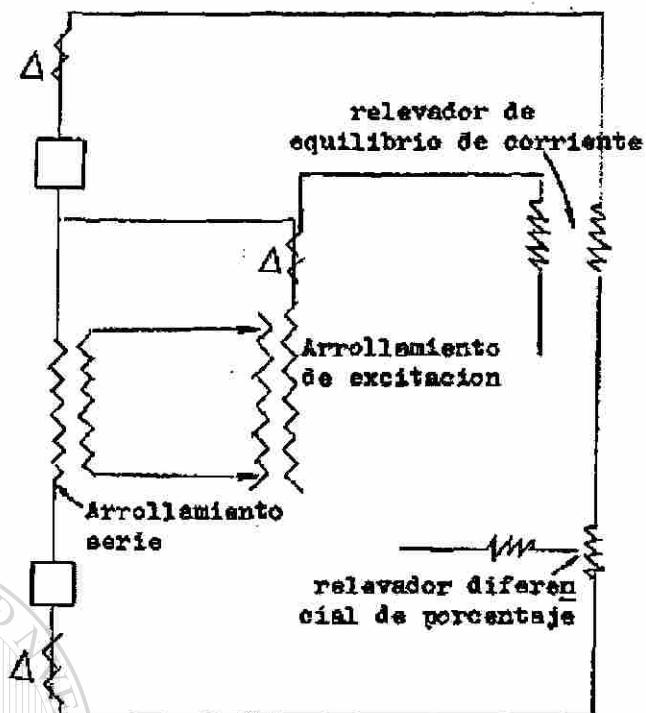
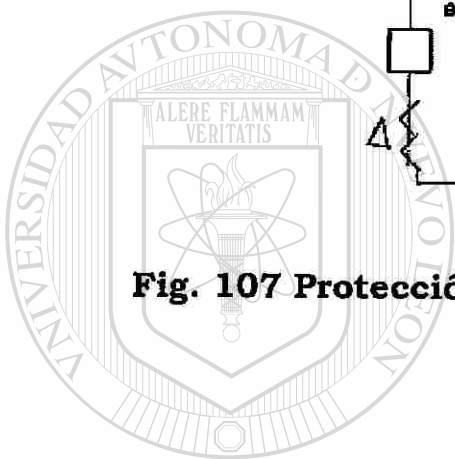


Fig. 107 Protección de un transformador de regulación de fase.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Los arrollamientos excitadores necesitan equipo de protección separado debido a que el equipo que protege el arrollamiento serie no es lo suficientemente sensible para los arrollamientos excitadores. Esto se debe a que el valor nominal de la corriente de plena carga del arrollamiento excitador es mucho menor que la del arrollamiento serie y la corriente de corto circuito es baja en proporción en la práctica un relevador de equilibrio de corriente protege el arrollamiento excitador. Mientras que no hay falla en Los arrollamientos excitadores, la corriente de excitación de un transformador de $\pm 10\%$ nunca excederá 10% de la corriente nominal del arrollamiento serie el relevador de equilibrio de corriente funcionará siempre que la relación de la corriente del arrollamiento excitador a la serie sea casi 25% más elevada que la relación máxima normal bajo condiciones de máxima elevación o disminución. Una precaución muy importante es que Los TC que alimentan el relevador de equilibrio de corriente deben conectarse siempre en delta. Esto es por si el neutro de los arrollamientos excitadores se pone o no a tierra.

El transformador de regulación del tipo desfasador se protege siempre que sea posible, en la misma forma que el de en fase, sin embargo, con la protección diferencial de porcentaje convencional, todo lo que puede tolerarse es un desfasamiento de 10 grados; un desfasamiento semejante requiere que los relevadores diferenciales tengan casi 40% de pendiente y que los relevadores en dos fases funcionen antes que se permita el disparo, para no disparar en forma indeseada para fallas externas.

Cuando se incluyen desfasamientos de más de 10 grados, son necesarias formas especiales del equipo de protección.

5.1.12 Protección De Respaldo Contra Falla Externa.

Los relevadores de respaldo contra falla externa del transformador de potencia o circuito asociado con el

transformador de regulación proporcionaran la protección de respaldo necesaria.

5.1.13 Reguladores de voltaje escalonados.

Si están provistos los interruptores, se usa la protección de presión para reguladores cuyo tamaño físico equivalente es de casi 1000 Kva o mayores.

5.1.14 Transformadores de puesta a tierra

Los transformadores empleados son dos: el transformador estrella - delta y el transformador Zig-Zag. El neutro se puede poner a tierra en forma directa o a través de una impedancia limitadora. Se supone aquí que ni la carga ni la fuente de generación están conectadas al arrollamiento delta del transformador estrella-delta, y que el transformador Zig-Zag no tiene otro arrollamiento conectado a la carga o a la generación; si cualquier tipo tuviera dichas conexiones, se trataría como un transformador de potencia ordinario. En las fallas a tierra externas, solo fluyen las corrientes de secuencia cero a través de los primarios de los TC conectados en delta. Por lo tanto, la corriente solo fluirá en el relevador de sobrecorriente de respaldo contra falla externa, y su acción retardada deberá ser bastante larga para ser selectiva con otros relevadores que funcionaran en fallas externas. Los otros tres relevadores proporcionaran protección contra cortocircuitos en el lado de los TC del transformador de puesta a tierra. Estos relevadores pueden ser sensibles y completamente rápidos, porque solo fluirá la corriente cuando ocurran cortocircuitos que requieren el disparo, excepto para la corriente magnetizante y pequeñas corrientes que pueden fluir a través de los relevadores debido a los errores del TC. La puesta en trabajo de los relevadores de sobrecorriente deberá ser 25 % a 50% de la corriente de capacidad continua del transformador de puesta a tierra, y la corriente primaria de los TC deberá ser alrededor de la corriente de capacidad continua del transformador de potencia.

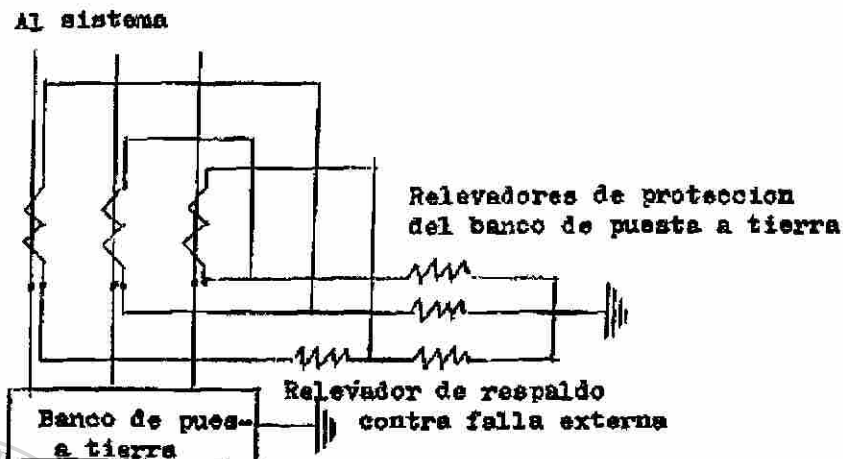


Figura 108. Protección del banco de puesta a tierra.

5.1.15 Transformadores de Hornos Eléctricos.

Los transformadores de potencia de hornos eléctricos de arco no se protegen con relevadores diferenciales de porcentaje debido a las complicaciones que se introducirían por el muy frecuente cambio de las tomas de regulación en el transformador de potencia. La protección contra el corto circuito dentro del transformador es mediante relevadores de sobrecorriente de fase (y tierra si es necesario) de tiempo inverso que funcionan a partir de la corriente en el lado de alta del transformador de potencia. Los relevadores de fase deberán tener bobinas de par controlado y deberán ajustarse para ponerse en trabajo sólo a corrientes algo excedidas de la corriente nominal de plena carga del transformador; deberán tener acción retardada lo bastante larga para impedir el funcionamiento con la corriente magnetizante transitoria de conexión del transformador. Los relevadores de sobrecorriente de alta velocidad en el lado de baja tensión de éste, ajustados para ponerse en trabajo a corrientes un poco más elevadas que la nominal de plena carga pero menores que la corriente que pondrá en trabajo los relevadores de fase de alta

tensión, deberán arreglarse para controlar el funcionamiento de los relevadores de fase de la alta tensión a través de sus bobinas de par controlado, a fin de permitir que los relevadores de alta tensión funcionen solo cuando los de baja tensión no lo hagan. En esta forma, los relevadores de alta tensión pueden ser por lo general sencibles y rápidos como para proporcionar tan buena protección como sea posible al transformador con relevadores de sobrecorriente, mientras que se evita al mismo tiempo el funcionamiento indeseado en fallas externas.

La protección primaria así, entre el interruptor de respaldo y el transformador de potencia, y para protección de respaldo contra fallas en el transformador o más allá de este se hará mediante relevadores de sobrecorriente de fase (y tierra si se requiere) de tiempo inverso. Estos relevadores obtendrán su corriente del lado de la fuente del interruptor de respaldo.

5.1.16 Transformadores de Rectificadores de Potencia

Para protección de un corto circuito interno, se recomiendan los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso. Los elementos de tiempo inverso deberán tener un ajuste de acción retardada con retardo suficiente para ser selectivos con el equipo de protección de CD contra cortos circuitos externos de CD o sobrecargas. Los elementos instantáneos deberán ser ajustables, de tal modo de no funcionar con fallas de baja tensión o corriente magnetizante transitoria de conexión, inclusive deben tener una tolerancia a la sobrecarga.

Se conectará con un relevador de temperatura que funcione junto con un detector de temperatura de resistencia para hacer sonar un alarma, o si se desea, disparar el interruptor del transformador.

Capítulo 6

6.1 Protección de barras colectoras

La primera forma de protección de barras colectoras (buses) se puede proporcionar por los relevadores de los circuitos en los que se suministraba corriente a una barra colectora, en lugares que estaban dentro de la zona de respaldo de los mismos relevadores.

El método de la barra colectora para fallas consiste en aislar de tierra la estructura que la soporta y sus aparatos: interconectando todos los armazones, tanques de los interruptores, etc, y proporcionando una sola conexión a tierra a través de un TC que alimenta un relevador de sobrecorriente, dicho relevador controla otro relevador auxiliar de contactos múltiples que separa los interruptores de todos los circuitos conectados a la barra colectora.

Este método se aplica más a instalaciones nuevas, en particular a las de tipo blindado, donde puede proporcionarse el aislamiento efectivo de tierra. El método de la barra colectora para fallas no proporciona la superposición de las zonas de protección alrededor de los interruptores, por lo tanto se requiere protección suplementaria para proteger las regiones entre las secciones de la barra colectora.

Otro método empleado para proteger líneas de transmisión y que ha sido adaptado para protección de barras es el de "comparación direccional", con este se evita el problema del ajuste de las capacidades y características de los transformadores de corriente.

Este principio solo ha sido usado con relevadores de tierra, con base en que la mayor parte de las fallas empieza como fallas a tierra, o al menos que éstas incluyan tierra en forma rápida.

6.1.1 Protección diferencial de corriente con relevadores de sobrecorriente.

Este método ya ha sido descrito, y en la figura 109 se muestra su aplicación para el caso de la protección de barras.

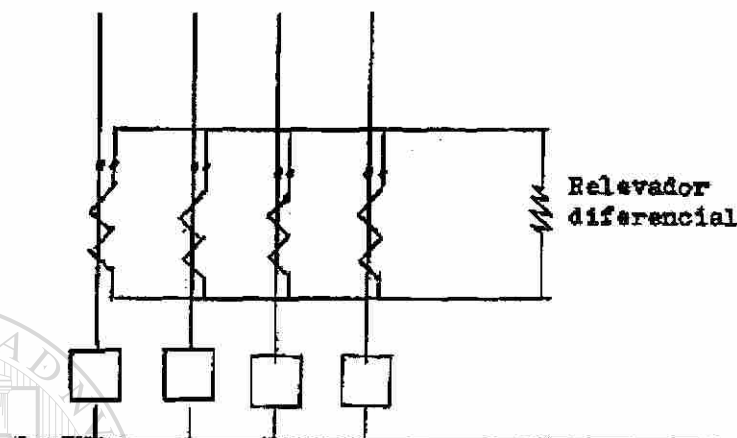


Figura 109. Protección de barra colectora por relevador diferencial.

Todos los TC tienen la misma relación nominal, y para corrientes de carga o corrientes que fluyen hacia una falla externa más allá de los TC de cualquier circuito, no debe pasar corriente a través de la bobina del relevador.

La causa más molesta por producir errores en los TC es, la componente transitoria de CD de la corriente de corto circuito, ya que esta onda puede saturar tanto a los TC, que los ajustes de la puesta en trabajo y el tiempo se tornan más complicados sobre todo si la saturación es severa. Para atender este caso se cuenta con dos métodos. Uno de ellos es en el que se calcula primero la corriente diferencial y se determina después la respuesta de un relevador de sobrecorriente a esa misma corriente. El otro método es en el que se aplican en forma directa los resultados de un estudio a una instalación conocida, para estimar la respuesta de un relevador de sobrecorriente. En realidad ninguno de los dos métodos es de aplicación general, pero si se juntan a otras maniobras, ayudan a dar mejores resultados.

Hay estudios sobre la resistencia en la rama diferencial, y la corriente que puede fluir a través de ella. La figura 110 muestra una barra con cuatro alimentados, y en uno de ellos un corto circuito externo. Si se supone que el TC del corto está totalmente saturado, su reactancia magnetizante es cero, despreciando la reactancia mutua del núcleo de aire, la corriente secundaria de los otros TC se dividirá entre la rama diferencial y el secundario del TC saturado, y el valor de la corriente diferencial (I_d) será no mayor de:

$$I_d = [R_2 / (R_d + R_2)] I \quad I = \text{corriente secundaria de los otros TC.}$$

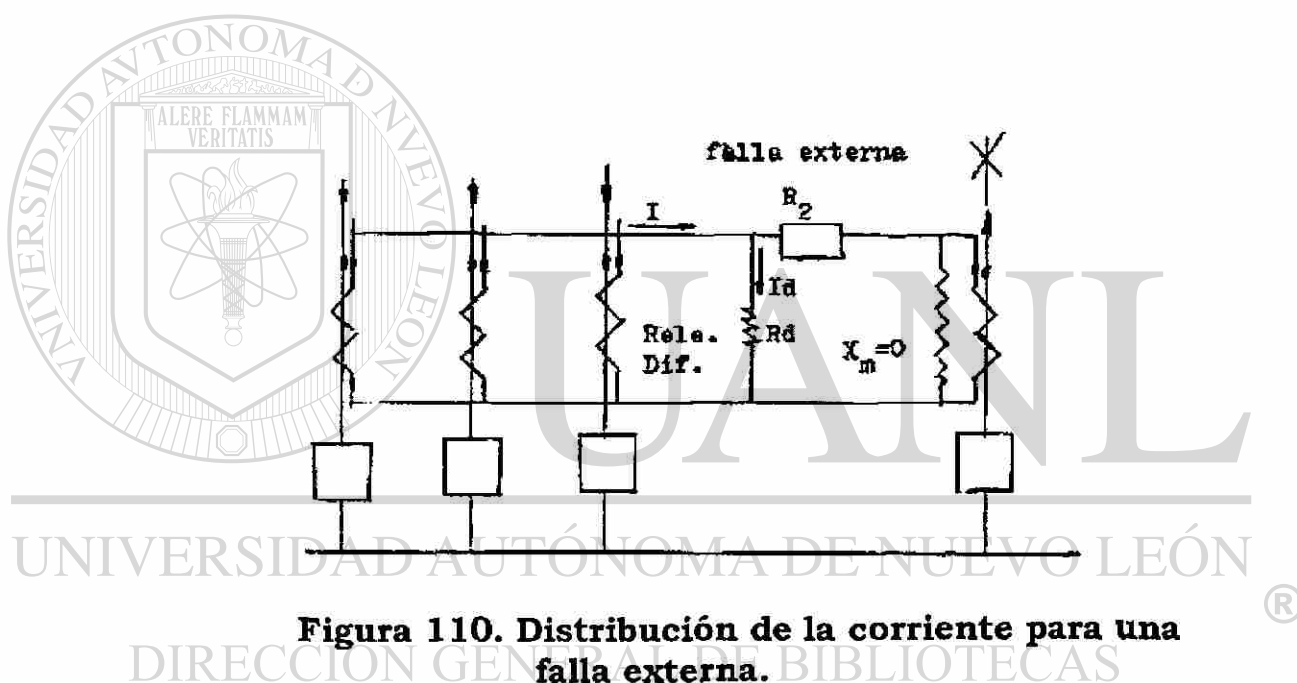


Figura 110. Distribución de la corriente para una falla externa.

R_2 incluye la resistencia del arrollamiento secundario del TC en un circuito defectuoso. En esta ecuación se debe tomar en cuenta la saturación de la bobina del relevador. En este caso la corriente diferencial disminuyen en forma rápida a medida que viene a ser simétrica la onda de la corriente de falla. Dependiendo de estos arreglos, la corriente diferencial puede aproximarse por momentos al valor de la corriente de falla del secundario. Ante esta posibilidad, no son aplicables los relevadores de sobrecorriente instantáneos, a menos que pueda adicionarse suficiente

resistencia a la rama diferencial. Si suponemos que los TC en el circuito defectuoso están saturados, que su reactancia magnetizante es cero y que todos los otros TC mantienen su relación nominal, puede calcularse la distribución de la corriente entre los relevadores diferenciales y los secundarios de los TC saturados, y los efectos de la resistencia adicional en la rama diferencial, suponiendo corrientes senoidales simétricas; los resultados son conservadores ya que los relevadores diferenciales no tendrán una tendencia de funcionamiento tan grande como lo indicarían los cálculos.

En base a lo anterior tenemos una regla para mejorar los resultados cuando se trata de protección diferencial de corriente. La regla consiste de hacer el punto de unión de los TC en el centro y utilizar un conductor con un diámetro grande para las conexiones.

Otra regla que se sigue por lo general, es seleccionar los valores de los TC de modo que la magnitud máxima de la corriente de falla externa sea menor 20 veces el valor nominal de estos; hay quienes llevan el valor a 30, otros lo mantienen debajo de 10. Es instalaciones con los TC de boquilla de relación múltiple, se recomienda la relación de espiras más alta.

Se utilizan algunos relevadores de sobrecorriente instantáneos para protección diferencial, pero los relevadores del tipo de inducción de sobrecorriente de tiempo inverso son los más comunes; estos ofrecen menor respuesta a las componentes de CD y a las armónicas de la corriente diferencial que resultan de los errores del TC debidos a la saturación. La acción retardada es más útil para retrasar el funcionamiento de un relevador diferencial en tiempo suficiente para que la corriente transitoria diferencial debida a los errores del TC disminuya debajo de la puesta en trabajo del relevador; para la mayoría de las aplicaciones es suficiente con 0.2 a 0.5 segundo. Se tomará en cuenta el hecho de que un relevador tenga sobrecarrera después que la corriente haya caído por abajo del valor de puesta en trabajo.

6.2 Protección Diferencial Parcial.

Esta es una modificación de la protección diferencial de corriente, en la que solo los circuitos de los TC en la fuente de generación están en paralelo. Esto se hace con el propósito de ganar alguna ventaja omitiendo los otros TC en los circuitos de carga, debido a que no hay TC disponibles o porque aquellos que están disponibles no son adecuados para la protección diferencial de corriente.

En la protección diferencial parcial hay dos formas: Una que emplea relevadores de sobrecorriente y otra que emplea relevadores de distancia. Las ventajas de la primera forma consisten en que el equipo de protección local ha sido prevista para la protección de la barra y además que la protección de respaldo está prevista para los circuitos de carga.

La protección con relevadores de distancia se aplica donde los circuitos de carga tienen reactores limitadores de corriente. En tanto que dos o más circuitos de carga no estén en paralelo una corta distancia desde la barra colectora, los reactores introducen suficiente reactancia en los circuitos para que los relevadores de distancia puedan seleccionar entre fallas en el lado de la barra colectora y fallas en el lado de la carga de los reactores. En algunas aplicaciones reales, se han utilizado solamente relevadores de distancia de tierra, en base a que todas las fallas de barra incluyen tierra tarde o temprano.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

6.1.3 Protección diferencial de corriente con relevadores de porcentaje.

Se dispone de esta protección con tiempos de funcionamiento de orden de 3 a 6 ciclos.

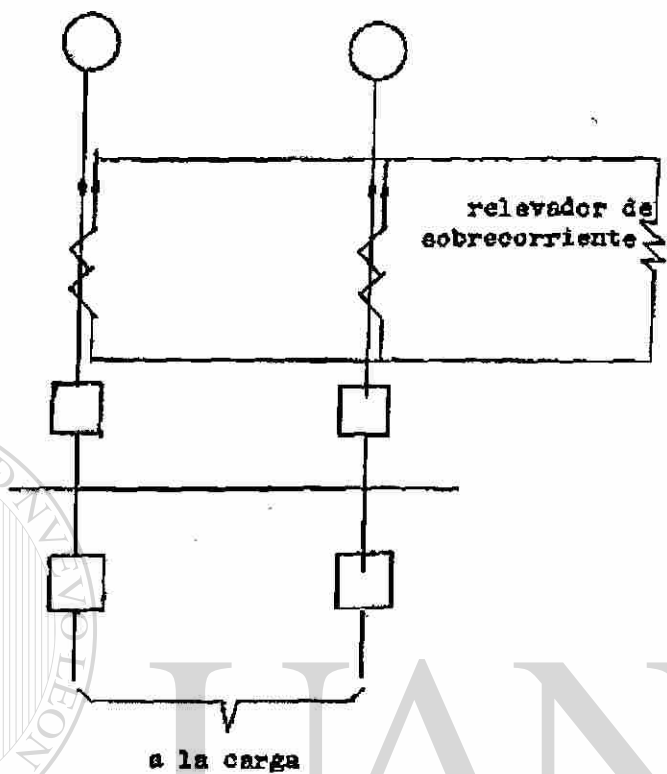


Figura 111. Protección diferencial parcial con relevadores de sobrecorriente.

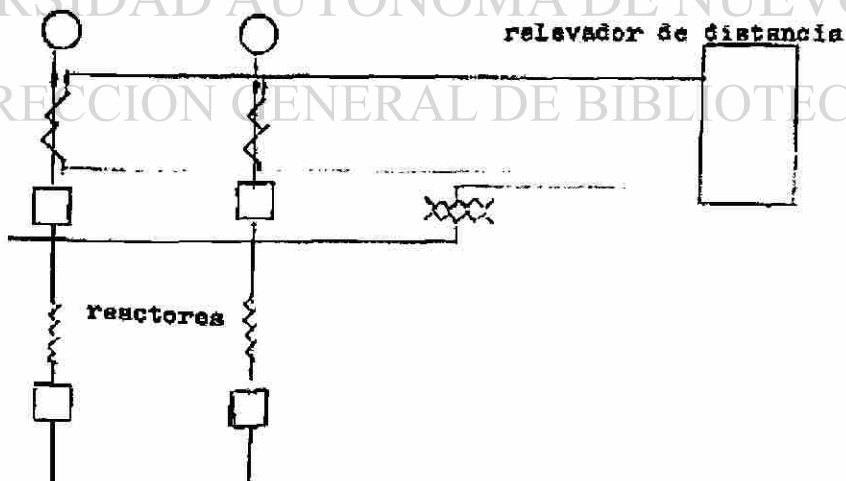


Figura 112. Protección diferencial con relevadores de distancia.

Como en la protección diferencial de corriente con relevadores de sobrecorriente, el problema de calcular los errores del TC es muy difícil. El uso de características de retención de porcentaje y de porcentaje variable hacen insensible al relevador de los efectos del error del TC.

Como en la protección diferencial de generadores y transformadores, el principio de protección diferencial de porcentaje es una gran mejora sobre los relevadores de sobrecorriente en un circuito diferencial del TC.

La desventaja de este equipo es que todas las puntas secundarias del TC deben ir al tablero de relevadores.

6.1.4 Protección diferencial de tensión con “acopladores lineales”.

Con los TC de núcleo de aire llamados “acopladores lineales”, se elimina el problema de la saturación del TC. Estos TC son parecidos a los de boquilla, solo que tienen como ya se apuntó núcleo de aire, y un número de espira secundarias mayor. La característica de excitación secundaria de estos TC es una línea recta con una pendiente de casi 5 volts por 100 amperes - vueltas. Estos acopladores pueden tomar muy poca corriente del secundario, debido a que la mayor parte de la fuerza magnetomotriz primaria se consume en la magnetización del núcleo.

Cuando ocurre una falla en una barra, se suman las tensiones de los TC en todos los circuitos de la fuente para originar corriente a través de todos los secundarios y la bobina del relevador diferencial. El relevador que por necesidad requiere muy poca energía para funcionar, proporcionará protección de alta velocidad para una tensión neta relativamente pequeña en el circuito diferencial.

En la protección con acopladores lineales se efectúa una comparación de la magnitud posible de la tensión diferencial

durante fallas externas, debido a las diferencias en la característica de los acopladores individuales, con la magnitud de la tensión cuando ocurren fallas en la barra bajo condiciones para las que la magnitud de la corriente de falla es máxima.

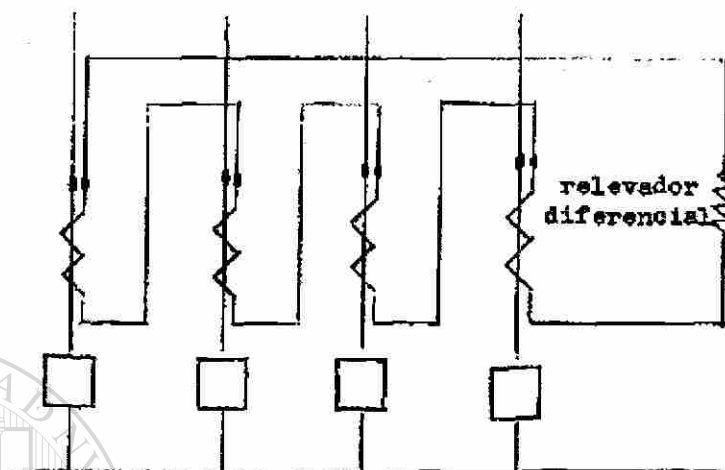


Figura 113. Protección de barra con protección diferencial de tensión.

6.1.5 Protección diferencial de corriente con relevadores de sobretensión.

Es un tipo de protección de alta velocidad que emplea protección diferencial de corriente con relevadores de sobretensión, aquí también se elimina el problema de la saturación del transformador de corriente. Este equipo utiliza TC de boquilla convencionales conectados en forma diferencial, y funciona con una sobretensión en lugar de la sobrecorriente.

Este equipo aprovecha el máximo el principio de adicionar resistencia a la rama diferencial del circuito.

La capacidad electrostática y la inductancia, mostradas en serie (fig 114) con el circuito del rectificador, están en resonancia en serie con la frecuencia fundamental del sistema; el propósito es que el relevador solo responda a la componente

fundamental de la corriente secundaria del TC a fin de mejorar la selectividad del relevador.

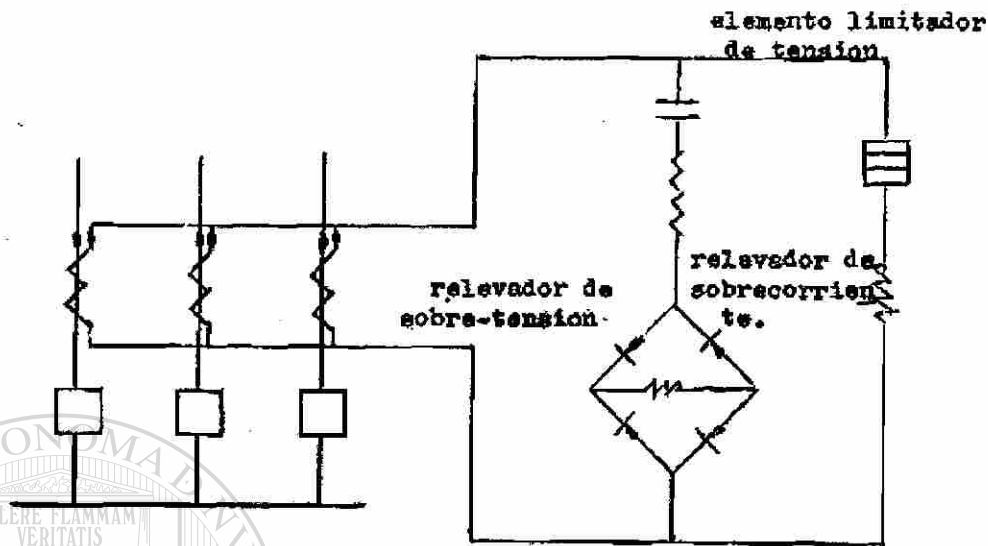


Figura 114. Protección de barra mediante protección diferencial de corriente con relevadores de sobretensión.

Como se muestra en la figura, una unidad de relevador de sobrecorriente en serie con el limitador de tensión proporciona el funcionamiento de alta velocidad para fallas en la barra que incluyen corrientes de magnitud elevada.

En esta protección se tienen los mejores resultados, si todos los TC tienen el mismo valor nominal y son de un tipo parecido al de boquilla con un arrollamiento secundario distribuido, que tenga poca o ninguna reactancia secundaria de dispersión.

6.1.6 Protección combinada de transformador de potencia con barra colectora.

En esta protección con frecuencia no hay interruptor entre el banco de transformadores y una barra de baja tensión. Si la barra solo alimenta circuitos de carga sin realimentación de fuentes de generación, los TC en todos los circuitos de carga

pueden ponerse en paralelo y puede extenderse la zona de protección del relevador diferencial del transformador, para incluir la barra.

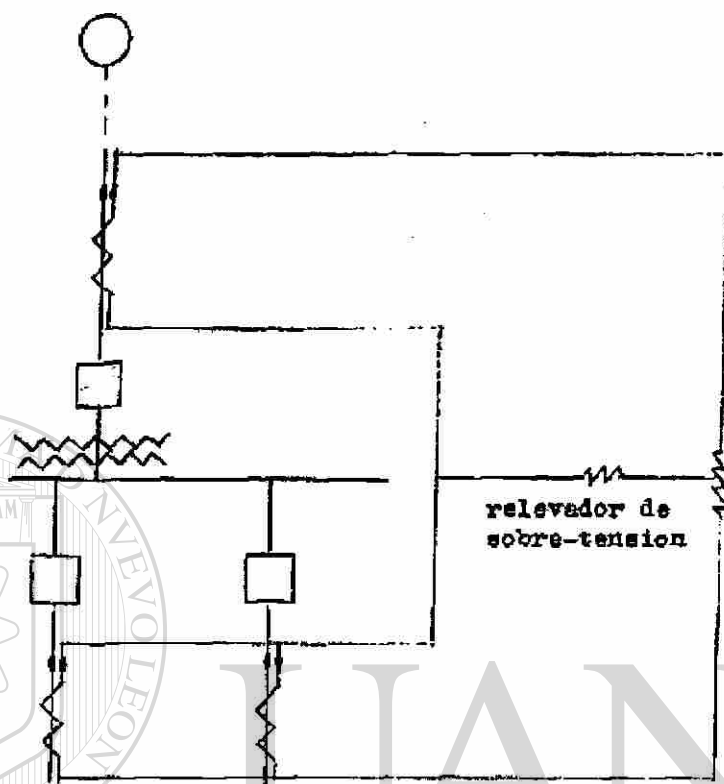


Figura 115. Protección combinada de transformador y barra con un relevador diferencial de porcentaje.

En esta protección con algunos métodos de reacondo de líneas o de transformadores se mejora la protección, sin embargo no se considera bueno prácticamente omitir interruptores de alta tensión cuando dos o más bancos de transformadores de potencia de 5000 Kva o mayores se ponen en paralelo.

6.1.7 Protección de barras colectoras en anillo.

Los circuitos conectados a la barra incluyen la protección para esta como se indica en la figura 116. Se requiere un alimentación de tensión separada para los relevadores de

protección de cada circuito. Aquí las relaciones del TC deben ser adecuadas para la corriente máxima de carga que fluye en el anillo, puede ser muy elevada para la protección de un circuito.

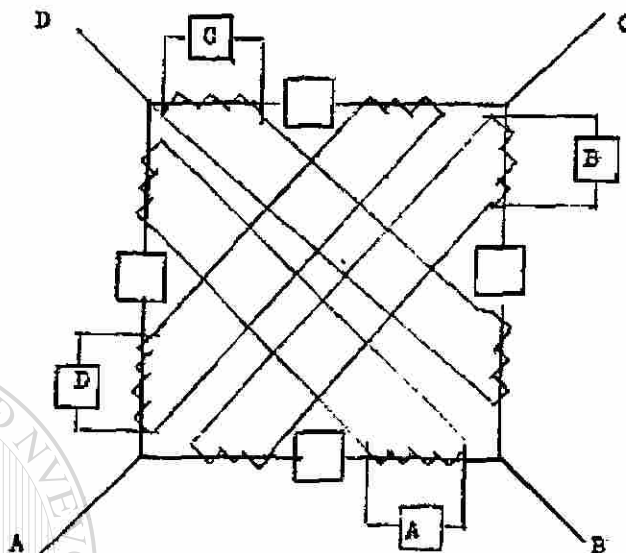


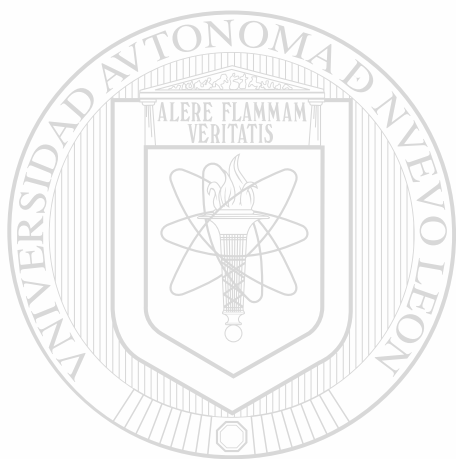
Figura 116. Protección de una barra colectora en anillo.

Para algunas barras la seccionalización es una característica importante de diseño si va a mantenerse la estabilidad después de una falla en estas. Así se protege en forma separada cada sección de barras colectoras, de esta forma se disminuye la probabilidad de que una falla en una sección interfiera con el servicio de otra.

Cuando uno o más interruptores de las barras fallan al disparar en caso de una falla en estas, el respaldo se proporciona mediante los equipos de protección en los extremos lejanos de los circuitos que en forma directa continúan alimentando corriente a la falla.

Para protección de barras es importante mencionar el hecho de que los TC conectados diferencialmente deberán ponerse a tierra en un solo punto, la puesta a tierra como protege al personal, el mejor lugar para hacer la tierra es en el tablero del

relevador diferencial donde se hace la conexión al neutro de las bobinas de los relevadores conectados en estrella.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Capítulo 7

7.1 Protección de líneas de transmisión.

De acuerdo con ciertos requisitos de aplicación, las líneas se protegen con: relevadores de sobrecorriente, distancia o hilo piloto.

7.1.1 Protección con relevadores de sobrecorriente.

En la práctica se utilizan generalmente un conjunto de dos o tres relevadores de sobrecorriente para fallas entre fases y un relevador de sobrecorriente separado para la falla fase a tierra. Esta protección tiene la característica de ser sencilla y menos cara, por lo que es recomendable para protección de sistemas de distribución en donde se pueda aprovechar la máxima ventaja de la característica y de tiempo inverso debido a que la corriente de falla depende, la mayoría de las veces, del lugar de la falla y se mantiene prácticamente sin cambios.

El ajuste de relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso para la coordinación es de la forma siguiente; como primer paso se selecciona la puesta en trabajo de modo que funcione con todos los cortos circuitos en su propia línea y además que respalde los cortos circuitos en los elementos del sistema adyacentes. Si el elemento adyacente es una sección de línea, el relevador se ajusta para ponerse en trabajo con una corriente algo menor que la que recibe por un corto circuito en el extremo lejano de esta sección de línea en condiciones de mínima generación, y así otros casos, si provocan el mínimo flujo de corriente en el relevador.

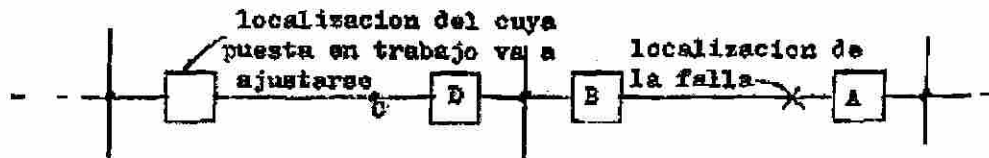


Figura 117. Localización de la falla para el ajuste de la puesta en trabajo de la protección de respaldo.

Un segundo paso en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, es ajustar la acción retardada para obtener selectividad con los relevadores de elementos adyacentes del sistema. Este ajuste es para condiciones de máxima corriente en el relevador, tales condiciones se dan cuando ocurre un corto circuito más allá del interruptor en un elemento adyacente del sistema, bajo ciertas circunstancias, pasa más corriente en el relevador si el interruptor está abierto.



Figura 118. Localización de la falla para el ajuste de la selectividad.

Para ajustar un relevador de fase, se toma la corriente de falla trifásica; y para el ajuste del relevador de tierra se toma la corriente de la falla fase a tierra.

7.1.2 Uso de relevadores de sobrecorriente instantáneos.

Estos relevadores pueden aplicarse cuando la corriente de falla bajo condiciones de máxima generación llega a ser casi el triple desde la falla hasta el relevador. En la figura 119 se nota como el relevador funcionará para fallas trifásicas exteriores hasta el 70% de la longitud de la línea y para fallas de fase a fase exteriores hasta el 54%.

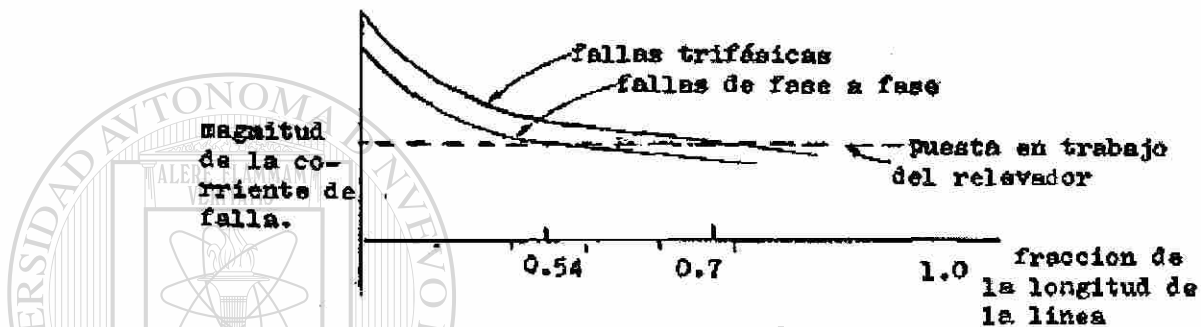


Figura 119. Funcionamiento de los relevadores de sobrecorriente instantáneos.

Con la protección de sobrecorriente instantánea en los extremos de la línea, se obtiene el disparo simultáneo en los dos relevadores bajo condiciones de máxima generación en las fallas en la parte media de la línea. En fallas cercanas a los extremos de la línea, a menudo se produce el disparo instantáneo en secuencia, es decir, primero se dispara el más cercano y posteriormente lo harán los demás relevadores.

7.1.3 La característica direccional.

Cuando se quiere mejorar la selectividad, la protección de sobrecorriente se hace direccional, de hecho, es mejor instalar relevadores direccionales aunque no se requiere la característica de dirección, debido a que los cambios en el sistema son idóneos para ser necesarios estos relevadores.

En ocasiones, se prefieren las unidades direccionales de tensión de retención para utilizarse con relevadores de sobrecorriente de fase, con esta protección disminuye también la probabilidad del disparo inadecuado cuando se presentan oscilaciones severas de potencia.

Para protección contra fallas entre fases, se recomiendan los relevadores direccionales de sobrecorriente monofásicos, en lugar de un polifásico direccional en combinación con monofásicos de sobrecorriente. El contacto de la unidad direccional de un monofásico controla en forma directa el funcionamiento de la unidad de sobrecorriente; en cambio se requiere un relevador auxiliar intermedio cuando se usa la unida direccional polifásica.

Bajo ciertas circunstancias, los relevadores monofásicos direccionales de sobrecorriente para la falla de fase pueden presntar disparo innecesario en fallas a tierra en la dirección de no disparo. Las componentes de secuencia cero de la corriente de falla tienen una tendencia hacia el mal funcionamiento. Estas componentes están en fase, y cuando se usan transformadores de corriente conectados en estrella, siempre producen par de cierre de contacto en una de las tres unidades direccionales, independientemente de la dirección de la corriente. Las otras componentes; las de secuencia positiva y negativa impiden el efecto de las componentes de secuencia cero o más bien lo minimizan, pero si la corriente de falla se compone principalmente a base de corrientes de secuencia cero, es más probable el mal funcionamiento.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Para impedir que los relevadores de fase respondan a las corrientes de secuencia cero, se hace una derivación de la misma; y para eso se emplean tres transformadores de corriente auxiliares como se muestra en la figura 120. Se tiene cuidado de que el neutro de los relevadores de fase no se conecte al neutro de los TC pues puede perderse parte de la efectividad de la derivación. Conectando en delta los secundarios de los principales TC se eliminan las componentes de secuencia cero, esto sin embargo introduce otras tendencias de mal funcionamiento, y no proporciona la fuente requerida de alimentación para los relevadores de tierra. Debe utilizarse la conexión de 90 grados o en cuadratura de los relevadores de fase.

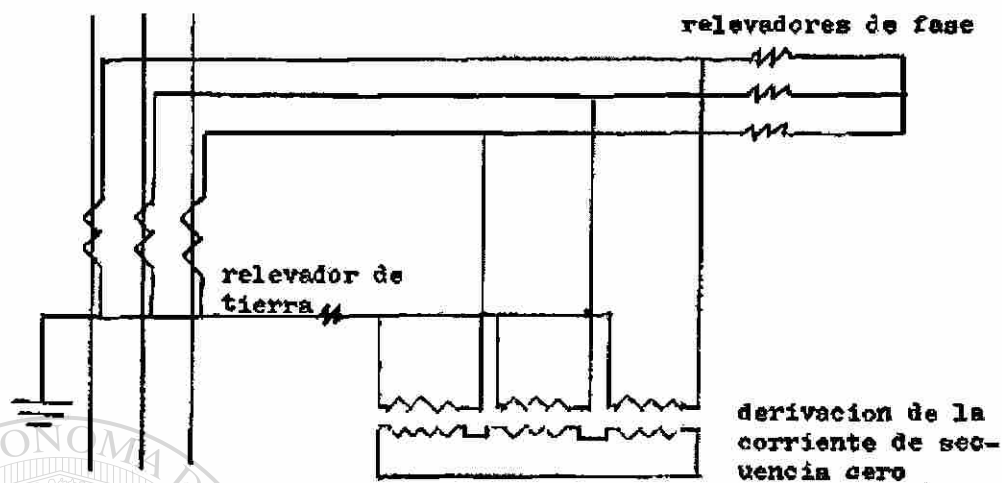


Figura 120. Aplicación de la derivación de la corriente de secuencia cero.

Con respecto a los párrafos anteriores se puede concluir que en donde sólo puede pasar corriente de secuencia cero, deben utilizarse relevadores de tierra separados.

A todos los aspectos en relación con protección de líneas mediante relevadores de sobrecorriente que ya se mencionaron, se pueden añadir otros muy diversos y de singular importancia que tienen que ver con las aplicaciones y sus problemas particulares; enseguida haremos mención de algunas de ellas.

- 1) Resistencia de arco y tierra: La resistencia de tierra es la resistencia en la tierra, a esta se agrega la de arco. Cuando no se utilizan hilos de guarda, o cuando éstos están aislados de las torres, la resistencia de tierra es la resistencia de la torre en el lugar donde ha ocurrido la falla, mas la resistencia de la tierra de regreso a la fuente. La resistencia de tierra puede variar dentro de límites muy amplios, entonces lo

único práctico que se hace es usar los valores medios para una localidad dada.

2) Efecto de los circuitos en anillo en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente: La primera complicación en el ajuste de los relevadores de sobrecorriente en circuitos en anillo surge cuando los generadores están localizados en varias estaciones alrededor del anillo. El problema es por donde empezar; y además, cuando los circuitos en anillo forman parte de otros anillos, el problema es más difícil. Hasta ahora el método de tanteos es el único camino para proceder con dichos circuitos.

3) Sobrealcance de los relevadores de sobrecorriente instantáneos: El "sobrealcance" es la tendencia de un relevador a ponerse en trabajo en las fallas a mayor distancia de la que se esperaría si se deprecia el efecto del centrado en la onda de la corriente de falla.

$$\text{Sobrealcance en \%} = (A-B)/A$$

Donde A = La corriente que puesta en trabajo del relevador, en amperes y en estado estable.

B = corriente en estado estable que en cuanto se inicie el descentrado total pondrán en trabajo el relevador.

Cuando no se dispone de los datos del sobrealcance en porcentaje, será suficiente por lo general ajustar la puesta en trabajo 25% más elevada que el valor máximo de la corriente de falla simétrica en la cual el relevador no debe funcionar.

Puede disminuirse la tendencia al sobrealcance de un relevador de sobrecorriente instantánea en ondas descentradas mediante la "resistencia transitoria".

4) Efecto de limitar la corriente de falla a tierra: La impedancia que limita la corriente en los neutros del generador o transformadores de potencia puestos a tierra puede ser deseable cuando se propone limitar la severidad de un corto circuito de fase a tierra. Sin embargo, si esta práctica se exagera, puede

arriesgarse la aplicación de la protección de tierra cuando se requiere un funcionamiento rápido y selectivo. La experiencia ha encontrado que es una buena regla; no limitar la corriente de falla a tierra del generador o del transformador a un valor de su corriente nominal de plena carga. Esta claro que el mejor procedimiento es estudiar el efecto de la limitación de la corriente en cada caso individual.

- 5) Errores transitorios de los TC: el problema principal causado por los errores transitorios de los TC sobre los relevadores de sobrecorriente de tierra, es su efecto. El efecto llamado "corriente residual falsa", consiste en el flujo de grandes corrientes transitorias a través de la bobina del relevador de tierra en el neutro de los TC, cuando no hay corriente de falla a tierra real en los primarios de los TC. Esto sucede porque los TC tienen errores diferentes debido a corriente directa descentrada desigual en las corrientes primarias, o debido a cantidades distintas de magnetismo remanente. Cuando se complica la solución para controlar la corriente residual falsa, se puede disponer de equipo que permitirá a un relevador de tierra cerrar un circuito sólo si la corriente de falla fluye en una fase únicamente.

- 6) Detección de fallas a tierra en sistemas no puestos a tierra: El funcionamiento de sistemas no puestos a tierra (siempre que no sean de distribución) es una práctica deficiente, y desde luego, su protección a tierra no se toma en consideración. En ocasiones se desconecta una parte de un sistema que contiene una fuente de generación del resto del mismo, y puede resultar una condición de funcionamiento no puesto a tierra (figura 121)

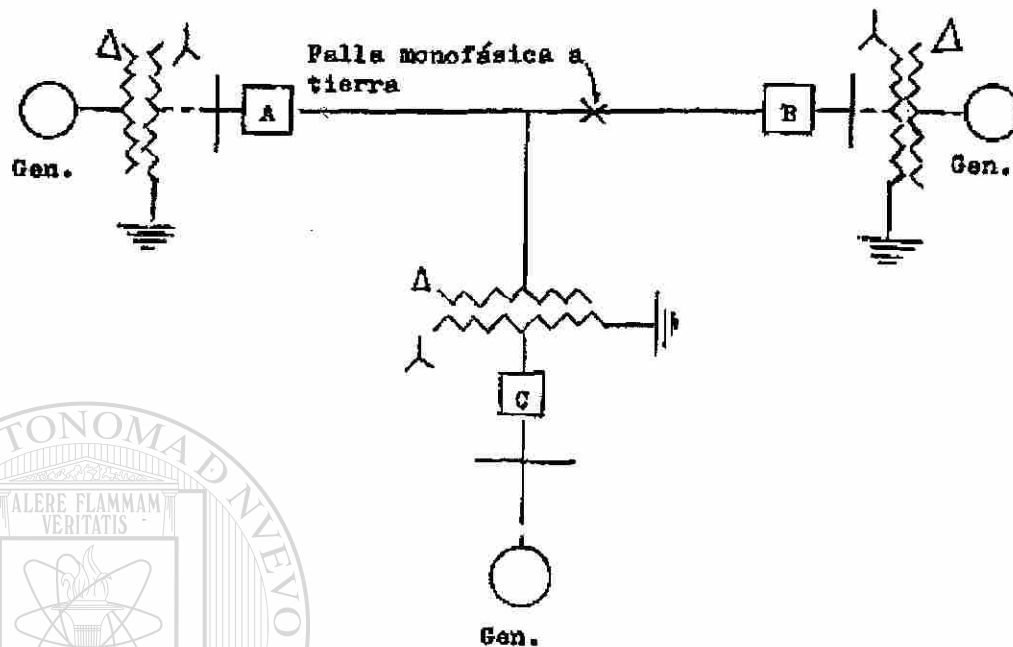


Figura 121. Ejemplo de la posibilidad del funcionamiento del neutro no puesto a tierra por una falla a tierra en la línea.

La presencia de una falla a tierra en sistemas con neutro no puesto a tierra, puede detectarse mediante el uso de un transformador de potencia estrella-delta, rota con un relevador de sobretensión conectado a través de la abertura en la delta, o puede conectarse en forma indirecta al sistema los arrollamientos (figura 122) en estrella, a través del secundario de un transformador de potencial estrella - estrella, cuyos neutros están puestos a tierra.

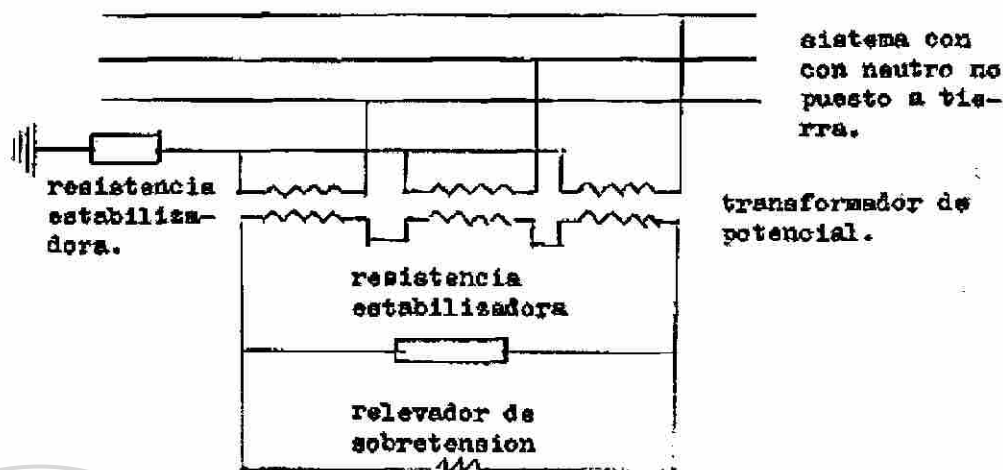


Figura 122. Una conexión de un transformador de potencial estrella - delta rota para detectar una falla a tierra en un sistema con neutro no puesto a tierra.

- 7) Efecto de los neutralizadores de falla a tierra en la protección de líneas: también llamados (bobinas Petersen), ante la mala actuación del relevador de tierra en ramas de alta corriente capacitiva (figura 123) como en el punto P de la figura, toda la corriente capacitiva en la red a la derecha del punto pasará por ella. Se instala un relevador direccional de tierra en P para que no funcione cuando fluya corriente atrasada. Pero la corriente capacitiva origina el funcionamiento del relevador si la corriente es mayor que la puesta en trabajo de ésta. Cuantos más neutralizadores haya en diferentes puntos del sistema, menor será la corriente de carga en cualquier localidad, y se reducirá la tendencia al mal funcionamiento de los relevadores en la corriente de carga. Los relevadores de tierra no funcionarán hasta después que se haya puesto en corto circuito el neutralizador, y además estos deben ser capaces también de soportar la corriente que fluye en forma continua.

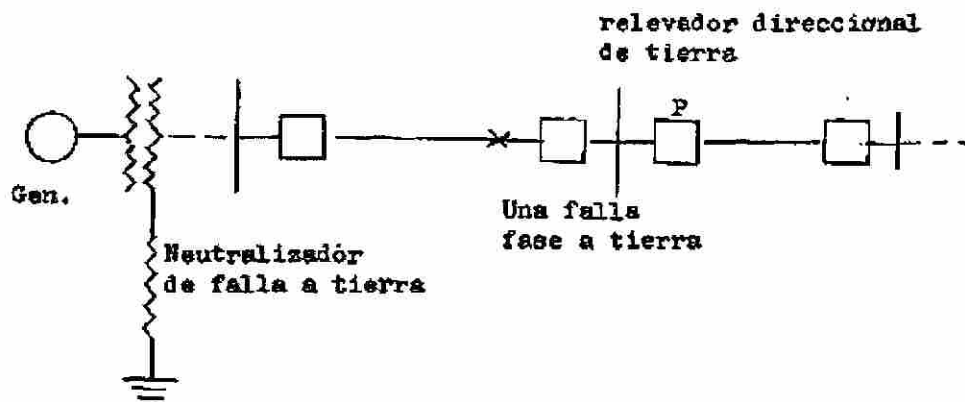


Figura 123. Diagrama que muestra la tendencia al mal funcionamiento de los relevadores de tierra cuando se usa un neutralizador de falla a tierra.

- 8) Efecto de fase abierta no acompañada de corto circuito: Esto puede originarse por el quemado de un fusible, o por contactos defectuosos de un interruptor. Puese haber fase abierta por un tiempo corto debido a que un cierre o apertura simultánea de los polos del interruptor, o por la conmutación monofásica. En general solo los relevadores de tierra pueden funcionar mal, aunque algunas veces los de fase de la protección de equilibrio de corrientes pueden comportarse así. Los relevadores de tierra son muy sensibles para funcionar a menor valor que el de la corriente normal de carga; son los responsables de dicho mal funcionamiento. Más que ninguna de las causas mencionadas , el efecto que ofrece mayores problemas, es el transitorio de apertura y cierre no simultáneos de los polos de los interruptores; en los relevadores de tierra de alta velocidad, entonces se hace necesario el uso de los de tipo de inducción y aumentar el valor de puesta en marcha de los relevadores para evitar el funcionamiento indeseable.

9) Polarización de las unidades direccionales de relevadores de tierra: Las unidades direccionales para relevadores de tierra pueden polarizarse de ciertas fuentes de corriente o tensión de secuencia cero, o de ambas en forma simultánea. La corriente de polarización de los TC en paralelo en los neutros puestos a tierra de dos o más bancos de transformadores se considera bastante segura si los bancos tienen interruptores separados de tal manera que siempre estará en servicio un banco. Mediante relevadores direccionales que están arreglados para polarización simultánea por voltaje y corriente, aparte de simplificar el problema de ahorro de existencias almacenadas de relevadores, la "polarización doble", como se llama, tiene ciertas ventajas funcionales. Algunas veces, no son satisfactorias la corriente o la tensión solas, debido a que cualquier fuente puede desconectarse alguna vez del sistema, con lo cual se le deja sin uso cuando aún se necesita. Con doble polarización puede desconectarse cualquier fuente en tanto se deja en servicio la otra. De otra forma, ya sea el voltaje o la corriente de polarización, hacen esta forma débil, pero las dos juntas aseguran una polarización fuerte.

10) Unidades direccionales de secuencia negativa para la protección de fallas a tierra: Cuando no hay fuente de voltaje o corriente de secuencia cero para la polarización de la unidad direccional de un relevador de tierra, es posible utilizar a menudo una unidad direccional de secuencia negativa, si se quiere protección de tierra separada. Una unidad direccional de secuencia negativa, puede ser cualquier dirección sencilla alimentada con corriente y tensión de circuitos, filtro de secuencia negativa o bien puede consistir de dos unidades polifásicas direccionales con pares de oposición. Una ventaja de las unidades direccionales de secuencia negativa es que no están afectadas por la inducción mutua entre circuitos paralelos cuando ocurren fallas a tierra. El relevador de secuencia negativa, solo se usa como último

recurso, debido a que el de secuencia cero es más simple y más fácil de probar, y porque produce un par más seguro en todas las condiciones en que se aplica.

11) Recierre automático: La experiencia ha demostrado que del 70% al 95% de todas las fallas de líneas en alta tensión, no son persistentes si se desconecta del sistema en forma rápida, el circuito defectuoso. Esto se debe a que la mayor parte de las fallas de las líneas son originadas por las descargas atmosféricas, y si se evita que el arco que ocurre en la falla dure mucho tiempo y dañe a conductores y aisladores, la línea puede regresar al servicio en forma inmediata. Si la falla persiste después del primer disparo y cierre, se prefiere tratar dos o tres recierres mas como máximo antes de sacar del servicio la línea hasta que pueda encontrarse y repararse la falla. El recierre automático se aplica por lo general a todos los tipos de circuitos.

12) Restablecimiento del servicio a alimentadores de distribución después de fallas prolongadas: Cuando un alimentador se recierra en forma rápida después de eliminar una falla, la corriente transitoria de conexión no excederá una gran cantidad de la corriente normal de carga, y esta regresará rápidamente a la normal. En cambio, si el alimentador se ha sacado del servicio un tiempo suficientemente largo para que el período normal "fuera" de todas las cargas, se haya excedido, todas estas cargas se conectarán juntas; entonces la corriente transitoria de conexión de toda la carga en conjunto, puede ser varias veces la corriente normal de carga máxima, para después de varios segundos tomar un valor de 1.5 veces la corriente total de carga máxima. Para estos casos, un relevador de sobrecorriente del tipo de inducción de tiempo mucho muy inverso, que tiene un acurva corriente - tiempo que casi se ajusta por debajo de la de un fusible, a un tiempo de funcionamiento de caso 0.1 segundos ha servido en algunos de estos casos. Sin embargo, la

mejor solución parece ser el seccionamiento automático en pérdidas prolongadas de tensión, y recierre automático de tiempo alternando al regreso de la tensión.

- 13) **Coordinación con fusibles:** Cuando los relevadores de sobrecorriente deben ser selectivos con los fusibles, el relevador que proporciona dicha selectividad deber ser el más rápido del tipo extremadamente inverso. En ocasiones puede ser necesario añadir un retardo de unos cuantos ciclos, con un relevador auxiliar, para mantener la selectividad a corrientes de falla muy altas.

- 14) **Disparo por CA y por condensador:** algunas instalaciones que no tiene una batería de estación para solo utilizarla con el equipo de protección por relevadores de uno o dos circuitos, pueden usar entonces el disparo por CA o "disparo por condensador". En un tipo de equipo de disparo por CA se conecta en forma permanente un reactor conocido por reactor de disparo, este va en serie con la bobina de cada relevador de sobrecorriente. Cada bobina de disparo está conectada a través de un reactor de disparo o el contacto de relevador de sobrecorriente que le corresponde. Este método de disparo es aplicable, cuando la caída de voltaje a través de un reactor, es muy grande durante un corto circuito para accionar el mecanismo de la bobina de disparo del reactor que le corresponde si este relevador de sobrecorriente cerrara su contacto. La saturación del reactor de disparo limita el voltaje a un valor seguro a corrientes de falla elevadas, y con una resistencia en derivación se mantiene bajo el valor cresta del voltaje. En el disparo por condensador se utiliza la energía almacenada en un condensador cargado, para accionar el mecanismo de la bobina de disparo. El condensador ser carga a través de un rectificador de voltaje de CA obtenida del sistema. La ventaja contra el disparo por CA es la mayor sensibilidad para las fallas entre fases. Su desventaja principal es que el mecanismo de disparo del

interruptor solo toma un impulso y no una fuerza estable como el disparo por CA.

7.2 Protección de líneas con relevadores de distancia.

La protección de distancia en líneas, debe considerarse cuando la de sobrecorriente es muy lenta o no es selectiva. Los relevadores de distancia se utilizan por lo general para la protección primaria y respaldo en las fallas de fase en líneas de subtransmisión, y en líneas de transmisión donde no es necesario el cierre automático de alta velocidad, para mantener la estabilidad y donde puede tolerarse la corta acción retardada para las fallas en el extremo de la zona.

7.2.1 Selección entre impedancia, reactancia o MHO.

Como la resistencia de tierra puede ser tan variable, un relevador de distancia de tierra debe mantenerse prácticamente inafectado por las grandes variaciones en la resistencia de falla. En consecuencia, por lo general se prefieren los relevadores de reactancia para la protección de tierra.

En la protección de falla de fase, cada tipo ofrece ciertas ventajas y desventajas. Para secciones de línea muy cortas, se prefiere el tipo de reactancia por la razón de que la mayor parte de la línea puede protegerse a gran velocidad. Esto se debe a que el relevador de reactancia no es afectado prácticamente por la resistencia de arco, que puede ser muy grande comparada con la impedancia de la línea.

El tipo MHO es el más adecuado para la protección de la falla de fase para líneas largas, y en particular ahí es donde pueden presentarse ondas severas de potencia de sincronización.

El relevador de impedancia es el más adecuado para la protección en falla de fase en líneas de mediana longitud. El arco

afecta más a un relevador de impedancia que a uno de reactancia pero menos que a un MHO.

Una nota con respecto a los comentarios de aplicación, es que en realidad no hay una línea definida entre las áreas de aplicación donde uno u otro tipo de relevador de distancia sea el más adecuado.

7.2.2 Ajuste de relevadores de distancia.

Los relevadores de distancia de fase se ajustan con base en la impedancia de secuencia positiva desde el relevador a la falla. Los relevadores de distancia de tierra se ajustan en la misma forma, aunque algunos tipos pueden responder a la impedancia de secuencia cero. Esta impedancia o distancia correspondiente, se conoce como "alcance" del relevador. En general, se acostumbra suponer un promedio del valor de la reactancia de secuencia positiva de casi 0.8 Ohm/milla (0.5 Ohm/Km) para líneas de transmisión de construcción abierta, y despreciamos la resistencia.

Para convertir la impedancia del primario a un valor del secundario para ajustar un relevador de distancia de fase o tierra, se usa la fórmula:

$$Z_{sec} = Z_{prim} (\text{Relación de los TC/Rel. De los TP})$$

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Todos los valores son para condiciones trifásicas balanceadas.

Ejemplo: Para una línea de 55 millas, 138 Kv con TC de 600/5 conectados en estrella. Calcular la reactancia en el secundario de secuencia positiva.

$$Z_{sec} = 55 (0.8) [(600)(115)/(5)(138000)] = 4.4 \Omega$$

En la práctica se ajusta la primera zona o de alta velocidad, de los relevadores de distancia, para alcanzar de 80% a

90% de la longitud de la línea de dos extremos o bien de 80% a 90% de la distancia a la terminal más cercana de la línea de terminales múltiples. No hay ajustes de acción retardada para esta unidad.

El propósito principal de la unidad de segunda zona del relevador de distancia es proporcionar protección para el resto de la línea más allá del alcance de la unidad de primera zona.

El máximo valor de alcance de la segunda zona también tiene un límite. En condiciones de sobrealcance máximo. La segunda zona tendrá un alcance bastante corto para ser selectivo con las unidades de segunda zona de los relevadores de distancia, en las secciones de líneas adyacentes más cortas.

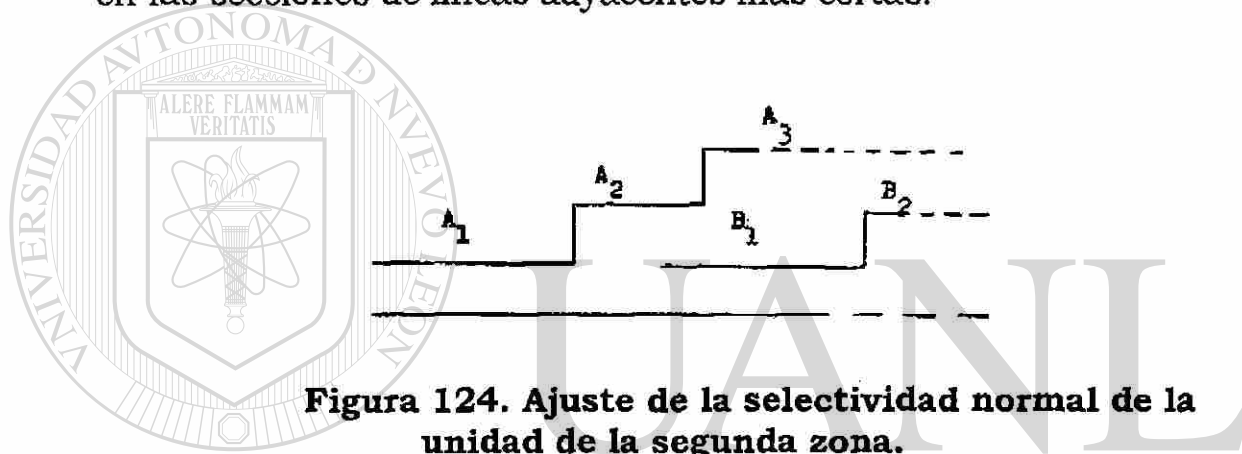


Figura 124. Ajuste de la selectividad normal de la unidad de la segunda zona.

No debe considerarse el sobrealcance con relevadores que tienen una relación elevada de reposición a puesta en trabajo, debido a que el transitorio que origina el sobrealcance habrá expirado antes del tiempo de disparo de la segunda zona.

Cuando una sección de línea adyacente es tan corta que es imposible obtener selectividad requerida con base en el alcance, es necesario aumentar la acción retardada. De otro modo la acción retardada de la unidad de la segunda zona deberá ser bastante larga para proporcionar selectividad con el más lento de (1) los relevadores diferenciales de las barras colectoras en el otro extremo de la línea, (2) los relevadores diferenciales de los transformadores en las barras en dicho extremo, o (3) los relevadores de las secciones de líneas adyacentes. El tiempo de apertura de los interruptores de estos diversos elementos afectará

también el tiempo de la segunda zona. Este tiempo es por lo general de casi 0.2 a 0.5 segundos.

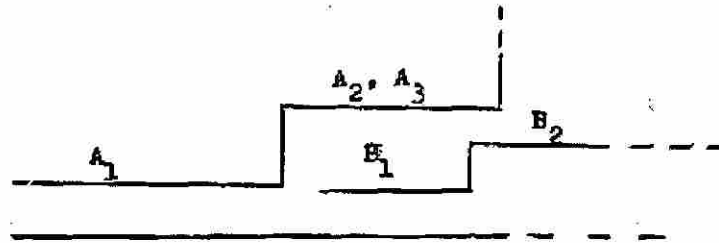


Figura 125. Ajuste de la segunda zona con el tiempo adicional para la selectividad con un relevador de una sección de línea adyacente muy corta.

La unidad de tercera zona proporciona protección de respaldo en las fallas en las secciones de líneas adyacentes. Su alcance deberá extenderse, tan lejos como sea posible, más allá del extremo de la sección de línea adyacente más larga, en condiciones que originan la cantidad máxima de sobrealcance, es decir, arcos y fuentes de corriente intermedia. La acción retardada de la tercera zona es por lo general de casi 0.4 a 1 segundo. Para alcanzar más allá del extremo de la línea larga adyacente y ser selectiva aún con los relevadores de una línea corta, puede ser necesario obtener una selectividad mediante acción retardada adicional.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

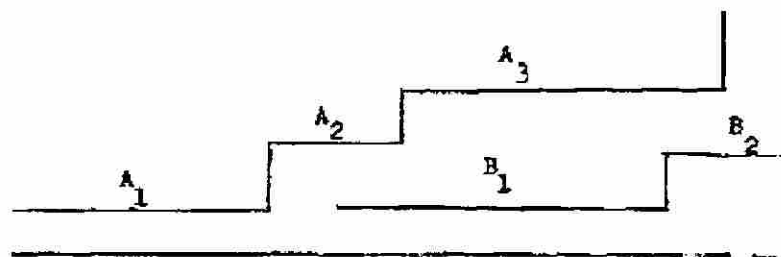


Figura 126. Ajuste de la selectividad normal de la unidad de tercera zona.

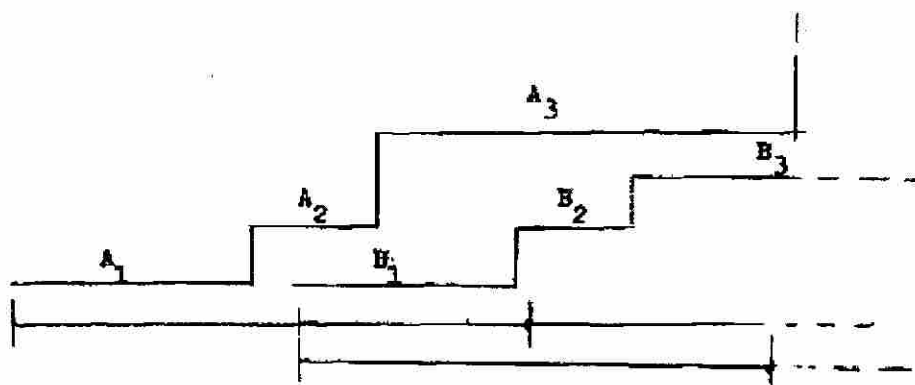


Figura 127. Ajuste de la tercera zona con tiempo adicional para la selectividad.

Bajo ninguna circunstancia el alcance de cualquier unidad deberá ser tan largo que esta funcione para cualquier condición de carga o falla en la reposición para una condición semejante, si tuvo que funcionar con anterioridad por cualquier razón.

7.2.3 El Efecto de los arcos en el funcionamiento de los relevadores de distancia.

La localización crítica del arco es exactamente cerca del punto en una línea en que el funcionamiento del relevador de distancia cambia de alta velocidad al tiempo intermedio, o de este tiempo al de respaldo. Interesa que esto suceda de esta forma ya que así el efecto del arco puede originar el subalcance de un relevador de distancia.

De un arco que se encuentra muy cerca del extremo de la primera zona - o de alta velocidad - , lo que interesa es su característica inicial. Una unidad de primera zona de un relevador de distancia es tan rápida, que la impedancia es tal que la unidad puede funcionar en forma inmediata cuando se establece el arco,

lo hará antes de que este pueda extenderse en forma considerable aumentando con eso su resistencia. Para los arcos en la zonas de tiempo intermedio o de respaldo, deberá considerarse el efecto de la extensión del mismo por el viento, y por el tiempo de funcionamiento para el que el relevador esta ajustado tiene entonces una aportación importante en el resultado.

El hecho es que un arco que tiene a descentrar el tiempo más largo tiene que extenderse en el viento cuando este está en la zona intermedia o de respaldo, cuanto más lejos de un relevador está la falla de arco, menor será su efecto en el funcionamiento de esta.

7.2.4 Efecto de Fuentes de corriente intermedias en el funcionamiento de los relevadores de distancia.

Una “fuente de corriente intermedia” es una fuente de corriente de corto circuito entre un relevador de distancia y una falla en la cual se desea el funcionamiento de este.

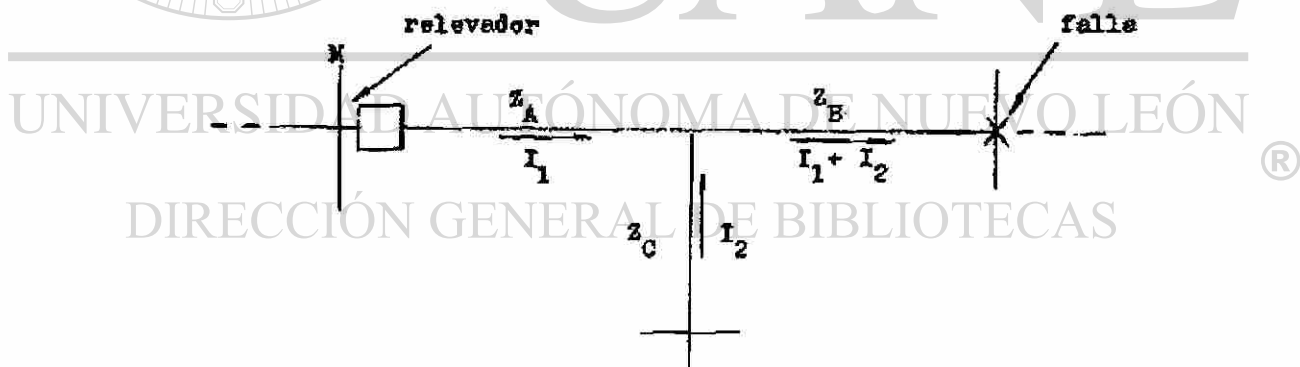


Figura 128. Ejemplo del efecto de fuentes de corriente intermedias en el funcionamiento de los relevadores de distancia.

En la práctica se deben ajustar los relevadores de distancia para que funcionen como de desea, con base en que no

hay fuentes de corriente intermedias; por lo tanto estos, no se sobrealcanzarán y no funcionarán en forma indeseada, desde luego, cuando fluye la corriente de una fuente intermedia, los relevadores se sobrealcanzarán, esto es, no funcionarán en las fallas tan lejos como es de desearse, pero es preferible esto que el sobrealcance.

7.2.5 Sobrealcance debido a ondas de corriente descentrada.

Los relevadores de distancia tienen tendencia al sobrealcance, cuando la corriente de falla tiene una CD descentrada. Una ecuación para el sobrealcance en porcentaje es:

$$\text{Sobrealcance en \%} = 100 [(Z_0 - Z_s) / Z_s]$$

Donde Z_0 = la impedancia máxima en la que el relevador funcionará con una onda de corriente descentrada para un ajuste dado.

Z_s = La impedancia máxima en la que el relevador funcionará en corrientes simétricas, para el mismo ajuste que para Z_0 .

El sobrealcance aumenta a medida que aumenta al ángulo del sistema ($\tan^{-1} X/R$). Este ángulo aumenta con las líneas de alta tensión debido a que el mayor espacio entre conductores hace más elevada la reactancia inductiva.

Por lo general, sólo es interesante el sobrealcance de un relevador de distancia para la primera zona -o de alta velocidad-, en zona intermedia y en respaldo sus alcances no son muy críticos. Un dispositivo para disminuir el sobrealcance se muestra en la figura 129 y es llamado "derivación transitoria". X_L se diseña para tener una baja componente de resistencia como para proporcionar una baja impedancia para la componente de CD; la reactancia se hace elevada para bloquear la mayor parte de la componente simétrica de CA. La resistencia R en serie con a bobina del relevador, puede o no ser necesaria, dependiendo de la impedancia característica de la bobina del relevador, R se necesita

a veces para evitar un transitorio en el circuito del relevador, que ocurriría si X/R del circuito se aproxima a X/R de X_L .

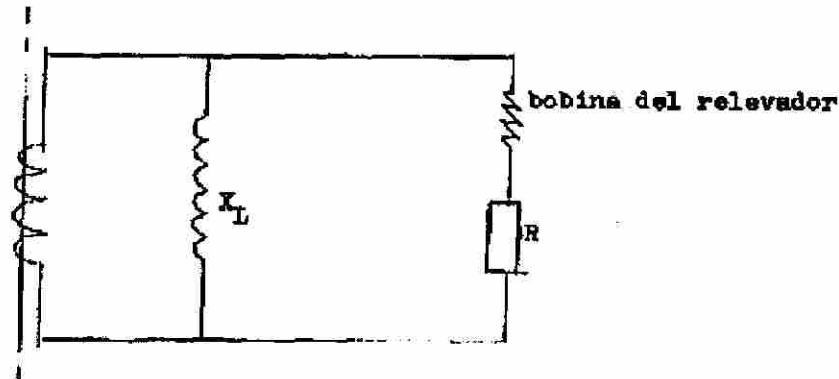


Figura 129. Una derivación transitoria para disminuir el sobrealcance.

En ocasiones los relevadores de distancia de tierra, pueden tener sobrealcance en las fallas de fase a fase o de dos fases a tierra, esto se debe a que dichos relevadores no miden la distancia en forma correcta con las fallas entre fases, para este caso se recomienda equipo suplementario que sólo permitirá el disparo cuando ocurre una falla monofásica a tierra o el bloqueo del mismo por el relevador que tiende a sobrealcanzar.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

7.2.6 Uso de una baja tensión.

Siempre que dos o más líneas de alta tensión están conectada a fuentes de generación, debe utilizarse la "compensación de la caída del transformador".

En la figura 130 se muestra un diagrama para un sistema con compensación.

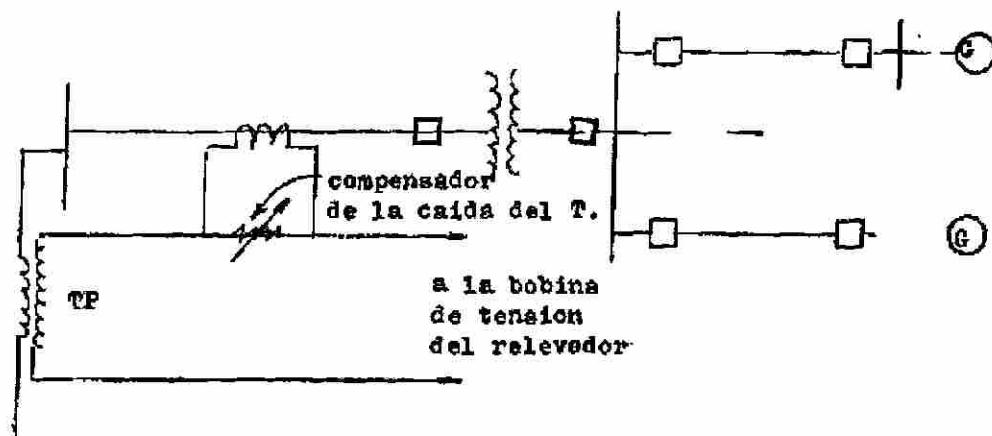


Figura 130. Compensador de la caída del transformador para relevadores de distancia.

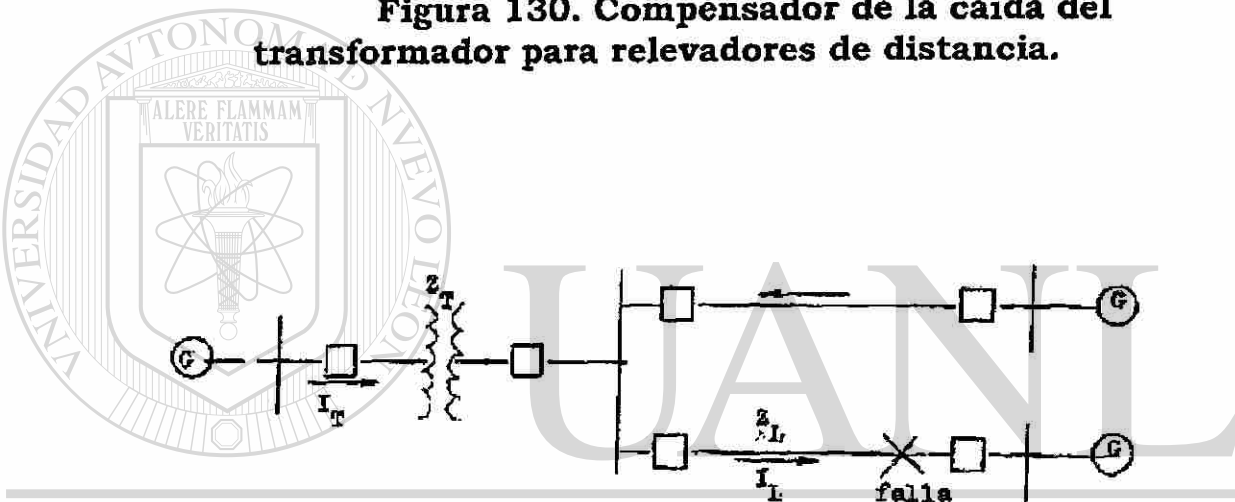


Figura 131. Ejemplo que demuestra la necesidad de la compensación de la caída del transformador.

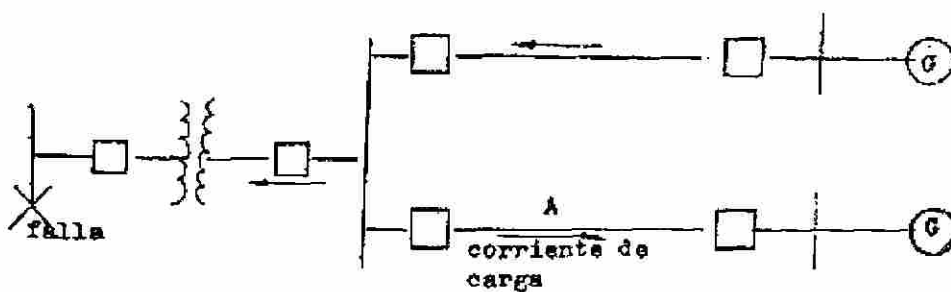


Figura 132. Otro ejemplo en el que se necesita la compensación de la caída del transformador.

Siempre que se involucran relevadores de distancia como en los casos mencionados, debe investigarse “la conveniencia de la compensación de la caída del transformador”.

7.2.7 Efecto de la corriente magnetizante transitoria de conexión de transformador de potencia en el funcionamiento de los relevadores de distancia.

Para el caso de la corriente transitoria en los arrollamientos de alta tensión de los transformadores, en el extremo lejano o extremos de una línea, si existe la posibilidad del mal funcionamiento del relevador de distancia, esto mas bien será raro. La corriente transitoria más severa que puede ocurrir en transformadores de potencia convencionales tendría menos posibilidad de hacer funcionar un relevador de distancia que una falla trifásica al otro lado del banco de transformadores. Esto se debe a que la corriente transitoria de conexión es menor por lo general a aquella de la corriente de falla. Además, el transitorio contiene corrientes armónicas a las que no responden ciertos relevadores en la misma manera que las componentes fundamentales.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

7.2.8 Conexiones de los relevadores de distancia de tierra.

Para una medición precisa de la distancia, un relevador de tierra puede alimentarse con voltaje de fase a neutro y la suma de la corriente de fase correspondiente y una cantidad proporcional a la corriente de secuencia cero. Si hay otra línea cercana que pueda inducir tensión si ocurriera un afalla a tierra en donde quiera, también se incluye a la corriente de fase una cantidad proporcional a la corriente de secuencia cero de la otra línea. La adición de estas corrientes de secuencia cero es conocida como “compensación de corriente”. Algo semejante se puede hacer

con voltajes de secuencia cero. La compensación es necesaria porque las variaciones de corrientes de secuencia cero en relación con las corrientes de secuencia positiva y negativa originarían de otro modo errores en la medición de la distancia.

Los relevadores de distancia de tierra pueden alimentarse también por la caída de voltaje de secuencia cero y la corriente de secuencia cero, para medir la distancia con la impedancia de secuencia cero.

Enseguida podemos incluir algunos otros efectos de importancia en el funcionamiento de los relevadores de distancia.

- 1) **Funcionamiento cuando se queman los fusibles del TP:** Los relevadores de distancia que son capaces de funcionar con una corriente menor que la corriente normal de carga, pueden funcionar y disparar el interruptor cuando se quema un fusible de un transformador de potencial. En algunos sistemas los fusibles quemados, más que cualquier otra cosa, originan la mayor parte de los disparos deseados hasta que se instalan los fusibles adecuados. Como los relevadores de varias líneas se toman por lo general de una barra a través del TP es conveniente hacer circuitos separados para cada relevador con fusibles individuales; así con fusibles separados el transtorno en el circuito de un conjunto de relevadores, no quemará los fusibles de otro circuito.

- 2) **Disparo intencionado en pérdida de sincronismo:** Cuando los generadores han perdido sincronismo, deberán abrirse todos los enlaces entre ellos para mantener el servicio y para permitir que se resincronizen. Los relevadores de distancia pueden dar este servicio ya que están adecuados para disparar sus interruptores en la pérdida de sincronismo, y en algunos sistemas se les usa con este propósito, además de sus propias funciones de protección.

- 3) **Bloqueo de disparo en pérdida de sincronismo:** El disparo se requiere en ciertos lugares cuando los

generadores pierden el sincronismo, pero solo deberá limitarse a esos lugares. Si los relevadores de distancia de otros lugares del sistema tienen tendencia a disparar, deberá utilizarse adicional para bloquear el disparo. Esta función se hace también cuando se presenta oscilaciones de potencia, cuando el sistema regresa de un corto circuito, o cuando hay un disparo de una línea defectuosa que está conduciendo potencia de sincronización y que presenta inestabilidad.

- 4) Recierre automático: Las líneas protegidas por relevadores de distancia por lo general interconectan fuentes de generación. En consecuencia, el problema que surge es asegurarse de que ambos extremos estén bien en sincronismo antes del cierre. El “recierre de alta velocidad” definido aquí como el recierre de los contactos del interruptor en unos 20 ciclos después de que se alimenta la bobina de disparo, no puede utilizarse debido a la acción retardada inherente en la protección de distancia para fallas cercanas a los extremos de una línea, para estar seguro de que no se reestablecerá un arco cuando se recierren los interruptores de la línea, tiene que desconectarse la línea en ambos extremos por un tiempo bastante largo para que el gas ionizado en la trayectoria del arco se disperse, lo que tomará de 6 a 16 ciclo con un promedio de 8 a 10 ciclos. El tiempo de recierre más rápido permitido con relevadores de distancia es de casi 26 a 32 ciclo o más largo. Las únicas excepciones son líneas de transformadores de potencia estrella - delta en ambos extremos; ahí es posible el disparo simultáneo de alta velocidad.

- 5) Efecto de la presencia de los explosores de expulsión de protección: Por lo general, es necesario retardar el disparo de la zona de alta velocidad en protección de distancia si una línea está equipada con explosores de expulsión de protección. En general, es suficiente un tiempo mínimo de funcionamiento del relevador de 2 a 3 ciclos para impedir el disparo de alta velocidad

mientras está funcionando un explosor. Este retardo se proporciona con la adición de un relevador auxiliar. El circuito de disparo deberá llevarse a través de los contactos del relevador de protección para evitar el disparo indeseado debido a la sobrecarrera del relevador auxiliar.

- 6) Efectos de un condensador en serie: Un condensador en serie introduce una discontinuidad en la relación de la tensión con la corriente, y en particular con la componente reactiva de esa relación, a medida que una falla se mueve desde el lugar del relevador hacia una más allá de un condensador en serie. Una forma de utilizar los condensadores en serie, y que disminuye su efecto adverso sobre los relevadores de distancia, es como sigue; se escoge un banco de condensadores sencillos para compensar no más de aproximadamente la mitad de la reactancia de una sección de línea dada; si se utiliza un grado de compensación más elevado, los condensadores deben estar divididos en dos o más bancos localizados en distintos lugares a lo largo de la línea. También se proporciona un explosor de protección que a través de cada banco de condensadores, mientras fluye la corriente de falla. En otras palabras, los bancos de condensadores están en servicio normalmente, se ponen en corto circuito mientras existe una falla, y regresan al servicio en forma inmediata cuando se dispara la sección de línea defectuosa.

7.3 Protección de líneas con relevadores piloto.

La protección piloto es el mejor dentro del ámbito de la protección tradicional en lo que a líneas se refiere. Será lo mejor siempre que se requiera la protección de alta velocidad para todo tipo de cortos circuitos y para localizar cualquier falla.

En la práctica se utiliza la protección piloto para la mayoría de las líneas de transmisión de alta tensión, y también para líneas de subtransmisión y distribución. De acuerdo con esta, se hará una elección entre hilo piloto, piloto por corriente portadora, y piloto por onda centimétrica.

7.3.1 Protección por hilo piloto.

Considerando el caso de esta aplicación para los tipos de CA, esta protección se utiliza en circuitos de baja tensión y en líneas de transmisión de alta tensión, cuando económicamente no se justifica un piloto por corriente portadora. Para proteger algunos circuitos de cables de potencia, para líneas cortas, en donde resulta más adecuado o más económico.

Las limitaciones técnicas de la longitud de un circuito piloto son: su resistencia y su capacitancia en derivación. En ocasiones se emplean reactores de compensación cuando la capacitancia en derivación llega a ser muy alta. El hilo piloto llega a tener una longitud entre 5 a 10 millas y en algunos casos un poco más. El corto circuito piloto es muy sensible de reaccionar a cualquier disturbio.

Para asegurar una sensibilidad adecuada, es importante hacer los ajustes correctos. En este caso los instructivos de los fabricantes proporcionan los datos de cómo se deben hacer estos, cuando se conocen las corrientes de falla máxima y mínima para fallas de fase y tierra en cualquier extremo de la línea.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

7.3.2 Protección De Líneas De Terminales Múltiples.

Cuando hay generadores detrás de más de dos terminales, o si hay bancos de transformadores de potencia estrella-delta con neutro puesto a tierra en más de dos terminales, pudieran presentarse problemas de sensibilidad ya que esta por lo general se complica y disminuye en la medida que abundan las fuentes terminales. Una terminal que no tiene fuente de generación es como lo que se conoce por terminal de "bloqueo" (fig. 133). Los relevadores de sobrecorriente instantáneos, alimentados de os TC en el lado de alta tensión de cada terminal de bloqueo, están conectados ya sea para poner en circuito abierto o en corto

circuito Los hilos piloto, dependiendo del tipo de protección por hilo piloto utilizada, para bloquear el disparo en las terminales principales, en una falla de baja tensión en la terminal del bloqueo.

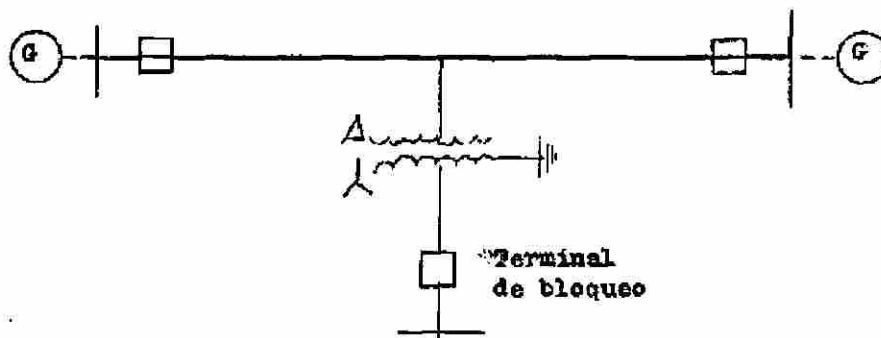


Fig. 133 Aplicación de una terminal de bloqueo.

Para que pueda realizarse la técnica de la terminal de bloqueo, la corriente de carga total de todas las terminales de bloqueo en la línea, debe ser menor que la corriente requerida para hacer funcionar los relevadores de hilo piloto, en una terminal fuente de la línea, con el interruptor abierto en la otra terminal fuente.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

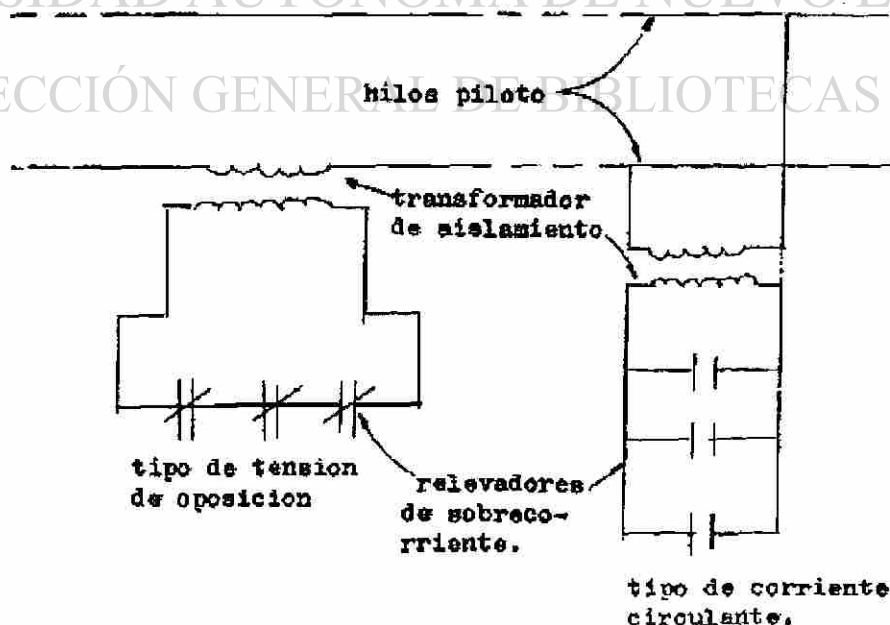


Fig. 134 Técnica de la terminal de bloqueo.

Los contactos de los relevadores de sobrecorriente funcionan en el secundario de un transformador de aislamiento (figure 134). Es necesario alimentar los relevadores de bloqueo a partir de los TC de alto tensión, de tal modo que el disparo en las terminales de la fuente también sea bloqueado para la corriente magnetizante transitoria de conexión.

Los relevadores convencionales de hilo piloto de CA tienen características diferenciales de porcentaje variable que permiten grandes errores de relación del TC a valores elevados de corriente de falla externa. Usualmente solo es necesario asegurarse de que los TC son capaces de suministrar la corriente requerida para hacer funcionar los relevadores en alto velocidad cuando ocurren fallas internas.

La protección por hilo piloto no proporciona protección de respaldo, para este propósito se emplean relevadores de sobrecorriente y de distancia por separado.

7.3.3 Protección Piloto Por Corriente Portadora.

Esta es la mejor clase de protección y la más comúnmente utilizada hasta ahora para líneas de alta tensión. Esta protección se encuentra en servicio en líneas de 33 Kv. Se puede aplicar a cualquier línea aérea, ya que es más segura y tiene un campo más amplio de aplicación. También se presta en forma más conveniente para incluir otros servicios como telefónicos, de emergencia y disparo remoto.

7.3.4 Atenuación En La Corriente Portadora.

Es importante estudiar cada aplicación para que las pérdidas se mantengan dentro de límites permitidos. La protección en líneas de terminales múltiples requiere una observación muy cuidadosa de la atenuación. Dependiendo de la longitud de la línea derivada de la principal, las "reflexiones" desde una derivación pueden originar una atenuación excesiva a menos que la frecuencia de la corriente portadora sea la más correcta. Si esta longitud es $1/4$, $3/4$, $5/4$, $7/4$, $9/4$, etc., de la longitud de onda, podrá haber atenuación excesiva. Con una prueba, con corrientes portadoras de frecuencias diferentes se proporciona la información requerida. En casos extremos, es necesario instalar trampas de onda en las derivaciones para eliminar las reflexiones.

Un hecho en relación con la atenuación es la acumulación de hielo sobre una línea de transmisión. Dicho fenómeno aumenta conforme este hielo se acumula en la línea. El empleo del canal de corriente portadora, permite determinar cuando es necesario eliminar el hielo. Esta característica también detecta la acumulación de polvo o sal en los aisladores de la línea y muchas ocasiones, se usa más con este propósito que como detector de acumulación de hielo.

En la protección por corriente portadora se pueden considerar tres formas que son: comparación de fase, de comparación direccional de comparación de fase y direccional combinadas.

7.3.5 Comparación De Fase.

La aplicación ideal de la comparación de fase es en una línea de dos terminales, en la que se está seguro que no derivará más adelante, y donde las corrientes de falla son muy elevadas como para asegurar el disparo de alta velocidad en todas las condiciones probables de funcionamiento del sistema.

7.3.6 Protección De Líneas De Terminales Múltiples.

Cuanto más terminales haya con generadores detrás de éstas, menos sensible será la protección. Una explicación para este caso se ve en la figura 135 para una línea de tres terminales.

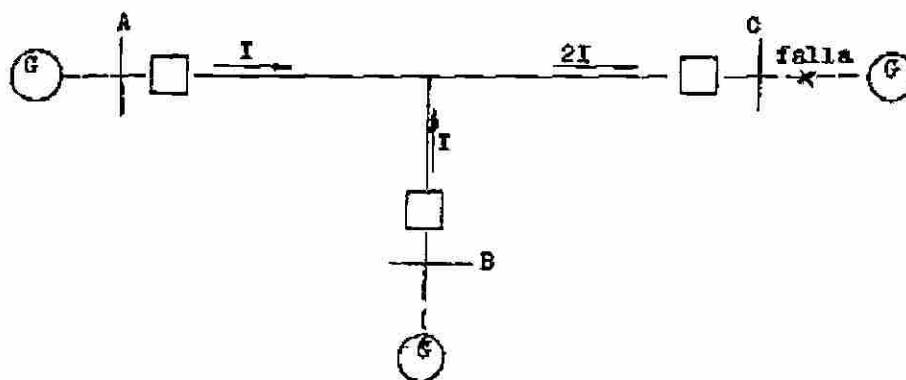


Fig. 135 Reducción De La Sensibilidad De La Protección Por Comparación De Fase En Líneas De Terminales Múltiples.

Si se alimentaran corrientes iguales de falla en las terminales A y B para una falla externa más allá de C, la puesta en trabajo de los detectores de disparo de la falla en C tendría que ser tan elevada como más del doble de la corriente de arranque de la corriente portadora, o de bloqueo, de los detectores de la falla en A y B. Y si los detectores de bloqueo de la falla, están ajustados para reponer a más de la corriente máxima de plena carga, los detectores de disparo de la falla en C tendrán que ajustarse para ponerse en marcha a casi 3 veces la carga máxima. Esta protección no es direccional, por eso una terminal funcionará para disparar, siempre que su corriente sea muy elevada, a menos que ésta reciba una señal portadora de bloqueo desde otra terminal. El caso peor es con corrientes iguales que entren a A y B; si hay la seguridad de que estas corrientes no son iguales, entonces la puesta en marcha del detector de disparo de la falla en C puede bajarse.

En la figura 136 muestra un circuito utilizado para producir un disparo entre dos terminales no importando donde sea la falla.

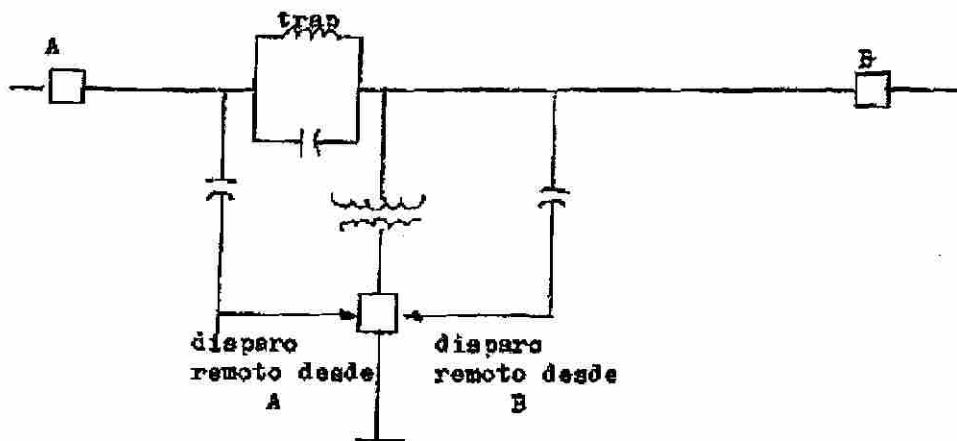


Fig. 136 Método Para Evitar La Interferencia por una Falla Con Disparo Remoto.

7.3.7 Comparación Direccional.

La protección direccional es el tipo de mayor aplicación. La única circunstancia en la que la comparación direccional no es aplicable es cuando hay suficiente inducción mutua con otra línea y cuando se utilizan relevadores direccionales de tierra en lugar de los relevadores de distancia de tierra.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

En esta aplicación hay que asegurarse de que se obtienen las relaciones correctas entre las zonas de funcionamiento de Las unidades de bloqueo y las de disparo. En la figura 137 se muestran las zonas de funcionamiento relativos a las unidades de bloqueo y de disparo en ambos extremos de una línea de dos terminales, en fallas de fase.

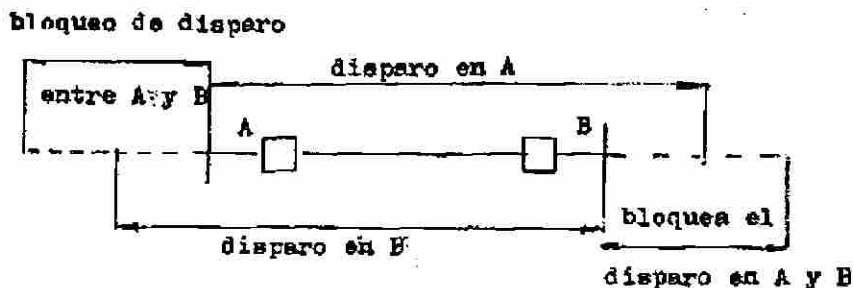


Figura 137. Zonas De Funcionamiento Relativas De Las Unidades De Bloqueo Y De Disparo De La Comparación Direccional.

Con respecto a la figure se hace la observación de que para fallas externas más allá de cualquier extreme de la línea, las unidades de bloqueo deben llegar más lejos que las unidades de disparo, para estar seguros de que si hay cualquier tendencia al disparo, éste será bloqueado con seguridad. La zona de disparo para las fallas de fase será la zona de funcionamiento de las unidades de distancia de segunda o tercera zonas, esto dependerá del tipo de equipo.

Las veces que se presentan problemas de ajuste de las unidades de bloqueo es cuando su zona tiene que ser tan grande que éstas puedan funcionar en corrientes de cargo, o que habiendo funcionado para una falla no puedan reponerse en corriente de cargo. Para este case se usan unidades de distancia llamadas protectoras (figura 138) , en dicha figura se muestra las características de funcionamiento de los relevadores y el punto que representa la condición de cargo que hace necesarios a los "protectores".

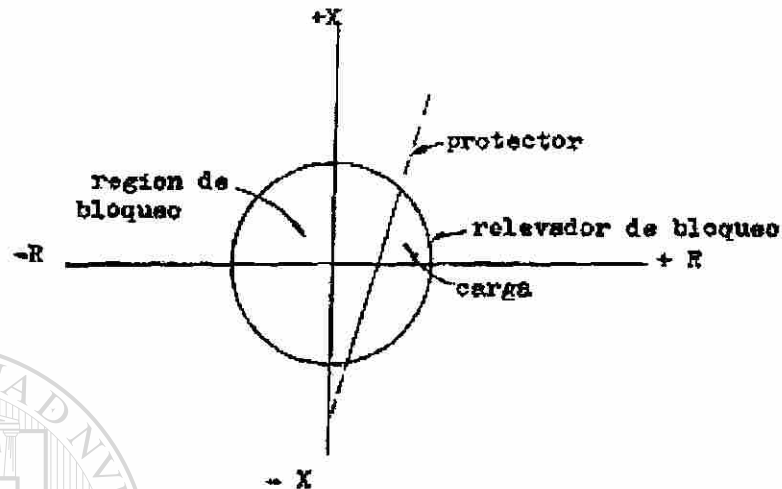


Fig. 138. Un Protector Para Impedir El Bloqueo En Corriente De Carga.

El relevador de distancia del tipo de impedancia es el que mejor se acopla con los protectores para éste propósito.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

7.3.8 la protección de líneas de terminales múltiples.

La protección por comparación direccional es aplicable a cualquier línea de terminales múltiples, claro que para obtener el funcionamiento adecuado se requiere una buena selección de equipo, y Los ajustes de los relevadores de bloqueo y de disparo.

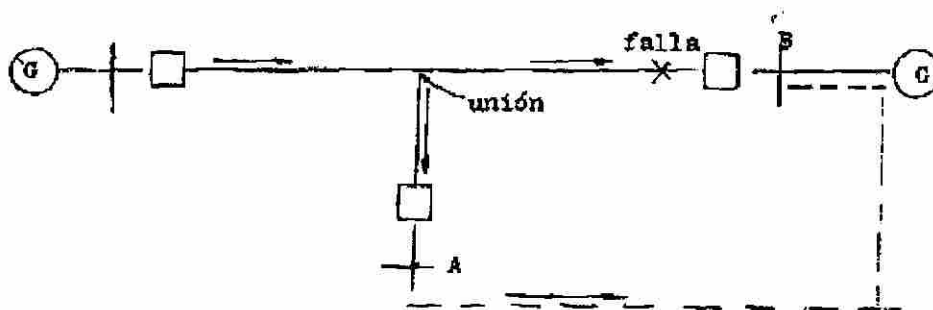


Fig. 138 Situación En Que La Comparación Direccional Bloquea El Disparo Para Una Falla Interna.

La figura 138 ilustra el caso cuando la corriente fluye hacia afuera de una terminal cara una falla interna. En este caso la protección para comparación direccional no puede disparar en una falla interna si la corriente que fluye hacia afuera de la línea en A es allí más elevada que la puesta en marcha del relevador de bloqueo. Esta situación se presenta en fallas de fase o de tierra. No se vale elevar la puesta en marcha del relevador de bloqueo para evitar esta situación, el disparo tendrá que esperar hasta que los relevadores de respaldo en B disparen su interruptor, den pues del cual puede ocurrir el disparo de alto velocidad en las otras dos terminales.

En la figure 139 se muestra el caso de, corriente insuficiente para el disparo. Esto sucede cuando la fuente de cortocircuito detrás de una terminal es muy pequeña por diversas causas.

En la figure la corriente intermedia o "efecto de la impedancia mutua", puede impedir el disparo en B y C. Además, el disparo de los interruptores en A puede aliviar la incapacidad cara disparar los interruptores en B y C, para que aún el disparo en secuencia pueda no ser posible.

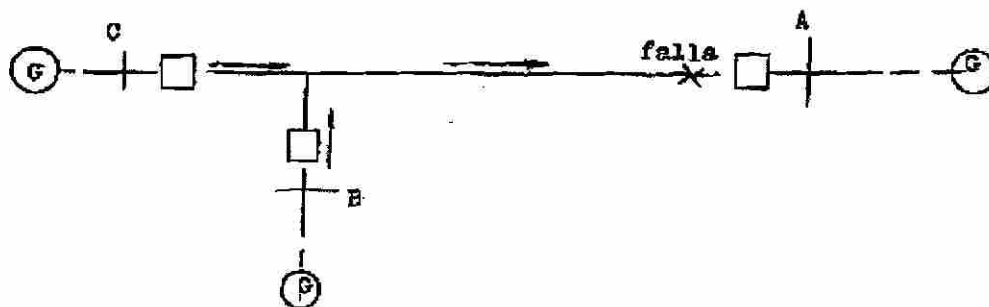


Fig. 139 Corriente Insuficiente Para El Disparo

Algunos equipos de comparación direccional utilizan relevadores de sobrecorriente no direccionales o de distancia para el arranque de la corriente portadora. En ocasiones estos equipos bloquean el disparo para una falla interna debido a que la corriente o la impedancia aparente cae entre la puesta en trabajo de los relevadores de bloqueo y los de disparo en la misma terminal. La mejor solución en estos casos son los relevadores de bloqueo direccionales.

Para resolver diversos problemas de coordinación de sensibilidades entre el bloqueo y el disparo es necesario analizar en forma cuidadosa cuando el sistema es de terminales múltiples o cuando funciona con una o más terminales abiertas.

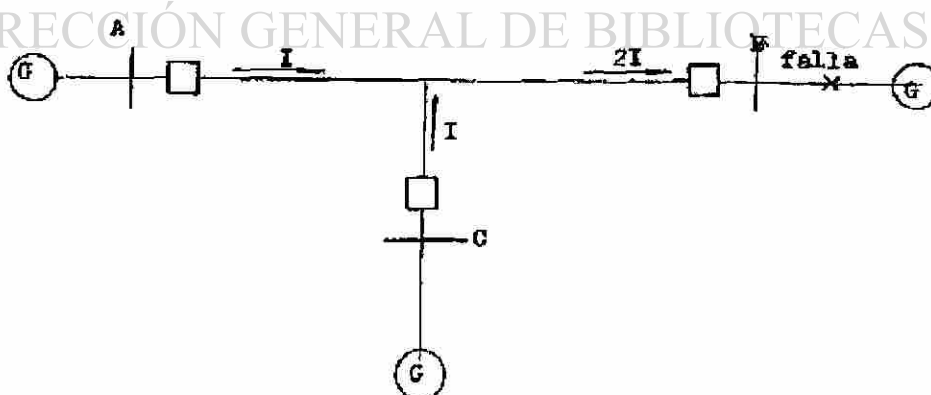


Fig. 140 Los Relevadores De Bloqueo De La Comparación Direccional Toman Como Máximo El Doble De Corriente Que Los De Disparo.

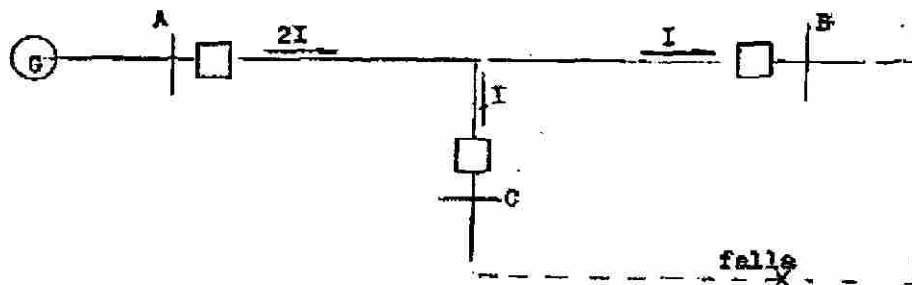


Fig. 141 Los Relevadores De Disparo De La Comparación Direccional Toman Como Máxima El Doble Que Los De Bloqueo

En Las figuras 140 y 141 se muestran las condiciones extremas de funcionamiento para una línea de tres terminales, hasta donde respecta a las sensibilidades relativas de bloqueo y de disparo.

En ocasiones habrá necesidad de un " protector " en un relevador de bloqueo de pérdida de sincronismo. En la figura 142 se muestra esta situación.

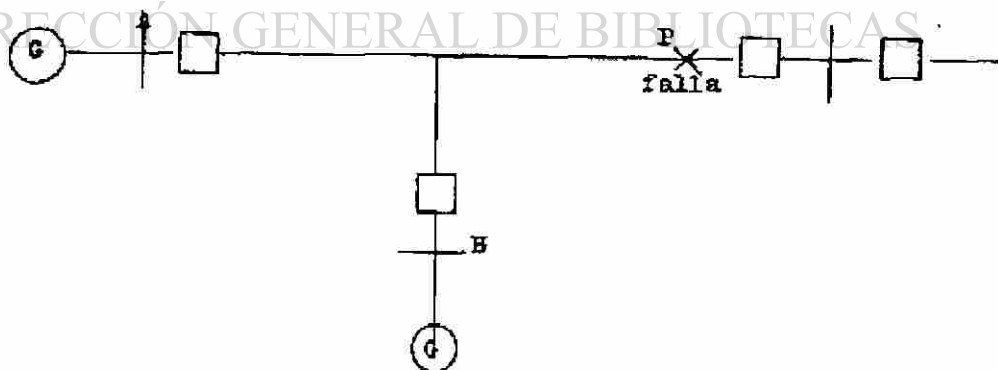


Fig. 142 Situación En Que El Relevador De Bloqueo De Pérdida De Sincronismo Bloqueará El Disparo Para Una Falla Interna.

Si los relevadores de fase de disparo en la terminal A de la fig. 142 no pueden funcionar para disparar hasta después de que la terminal B ha disparado para la localización de P de la falla, debe utilizarse un relevador de ángulo de impedancia suplementario para proporcionar un " protector " para el bloqueo de la pérdida de sincronismo.

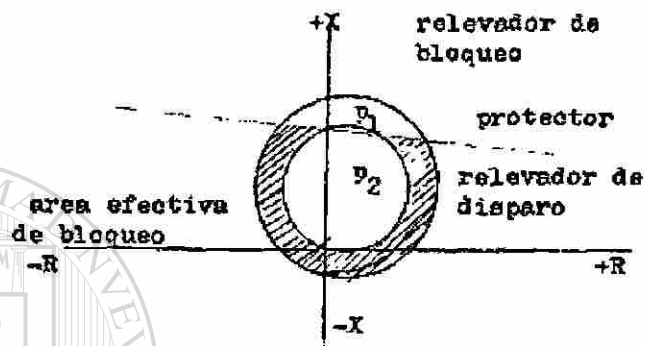
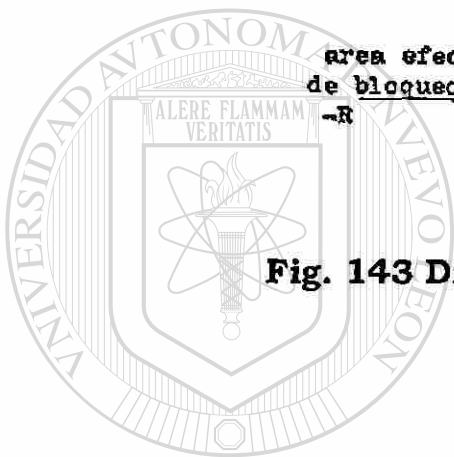


Fig. 143 Diagrama R-X -R De Las Condiciones De La Fig. 142 -X



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



La figura 143 muestra cómo la característica del protector modifica la característica de funcionamiento del relevador de bloqueo, de tal manera, que cuando ocurra primero la falla no llenará los requisitos para el segundo paso en la secuencia de funcionamiento necesaria para establecer el bloqueo de pérdida de sincronismo. El área de rayas, es el área efectiva de bloqueo.

En Las terminales detrás de las cuales no hay generación, se requiere solamente equipo de bloqueo, son los relevadores instantáneos de sobrecorriente los que prestarán el servicio.

Efecto De Los Transitorios.

La protección par comparación direccional con relevadores de tierra de alto velocidad alimentados par cantidades de secuencia cero, tiene más probabilidades de fallas que la protección par comparación de fase.

Las relevadores de distancia de tierra que responden a la impedancia de secuencia positiva, para el control de la transmisión de la corriente portadora y del disparo, eliminan el problema del mal funcionamiento durante transitorios.

7.3.9 Comparación DE FASE Y Direccional COMBINADAS.

La protección par comparación direccional en la que se utilizan relevadores direccionales de tierra puede presentar fallas indeseadas, cuando hay inducción mutua excesiva en un circuito de potencia vecino. Los relevadores direccionales funcionan mal porque se afecta su polarización. En estas circunstancias se escoge la protección par comparación de fase y direccional combinadas. El principio de la comparación direccional se utiliza en las fallas de fase, y el de comparación de fase para fallas a tierra.

7.3.10 Onda Centimétrica.

Se utiliza un piloto par onda Centimétrica solo cuando el equipo de protección puede compartir el canal con otros servicios, solo que esta protección resulta cara en comparación con el hilo piloto o con la corriente portadora.

El canal de onda Centimétrica es un sistema de radio de alcance óptico, cuya banda de frecuencia en Los EBUB es de 950 a 30000 megahertz. Este sistema requiere que entre una antena y otra pueda dirigirse una línea recta par encima de unos 50 pies, sobre objetos de interferencia. Esto provoca que la distancia entre una antena y otra sea de 20 a 50 millas, según la topografía del terreno.

En esta protección para relevadores en la cual no se puede tolerar ni una salida momentánea cuando ocurre una falla, será necesario proporcionar un generador de CA que funcione a partir de una batería, o bien equipo que funcione con CD.

Para el propósito de la protección par relevadores, la practica es modular la frecuencia de la onda Centimétrica en forma directa par cualquiera de Los métodos usuales, como por ejemplo, el llamado " tono ". El tono es una tensión de frecuencia sencilla dentro de la gama de audio o arriba de ésta. Se crecieron los tones arriba de la gama de audio, debido a que las constantes de tiempo de sus circuitos filtro son menores, y par lo tanto innecesario retardar el disparo para disponer de tiempo para que la salida del receptor aumente lo suficiente para bloquear el disparo.

La ventaja principal de la onda Centimétrica, es que la presencia de una falla en la línea protegida no interferirá con la transmisión de una señal de disparo remoto.

Con esta capacidad; si todas las zonas de disparo de alto velocidad en todas las terminales se superponen en todos los tipos de fallas, de tal modo que, para cualquier falla, los relevadores de una terminal par los menús, funcionarán siempre en alto velocidad. Entonces, si cada terminal está arreglada para transmitir una

señal de disparo a otra terminal, prácticamente ocurrirá el disparo simultáneo de alto velocidad en todas las terminales. Este principio elimina la necesidad de relevadores de bloqueo, como se requiere para la comparación direccional, pero a menudo requiere relevadores de distancia para la protección de falla de fase y tierra.

Por último en cuanto al recierre de alto velocidad, por lo general, este solo es posible con protección piloto, el recierre automático de alto velocidad de los interruptores de líneas después que éstos han disparado para eliminar una falla, debido a que solo ésta es capaz de originar prácticamente que todas las terminales de línea disparen en alto velocidad y en forma simultánea. Con dicho disparo y recierre de alto velocidad, los generadores no tienen tiempo de oscilar fuera de fase, por lo tanto no es necesaria la comprobación de sincronismo antes del recierre.

Por lo general las tres fases disparan y se recierran para cualquier clase de falla.

Solo se efectúa el recierre de alto velocidad, cuando éste está originado por el funcionamiento del equipo piloto o de las unidades de primera zona de los relevadores de distancia. Cuando el disparo es originado por cualquiera otra unidad, el recierre automático es bloqueado hasta que se libera en forma local por un operador o en forma remota por el control de supervisión.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



Capítulo 8

8.1 Introducción A Los Relevadores Digitales.

La técnica de la protección digital de sistemas eléctricos de potencia surge a finales de la década de los 60, en aquellos años varias investigadores desarrollaron los algoritmos de protección de líneas de transmisión y demostraron que estos eran viables. Así continuaron los esfuerzos que ya se venían realizando en el desarrollo de aplicaciones de tiempo real de las computadoras digitales en sistemas eléctricos de potencia.

Estos trabajos tuvieron que esperar a que las computadoras digitales alcanzaran la capacidad de compute adecuado y sobre todo el precio para tener una aplicación práctica en esta área. Con la llegada del microprocesador, se da inicio al desarrollo de relevadores y sistemas digitales de protección, ya con capacidad para competir con los relevadores electromecánicos y de estado sólido que existían en ese momento.

Actualmente esta técnica se está consolidando y se ha convertido en una área de investigación muy fuerte por parte de institutos, de universidades, de fabricantes de equipo y de prestadores de servicio. Este capítulo consiste de una introducción general en él se mencionan algunas particularidades y características de los sistemas digitales de protección.

En Los capítulos anteriores a éste se ha hecho un análisis a fondo de Los relevadores clásicos de funcionamiento electromecánico. La aplicación de los semiconductores en el campo de la protección comenzó a intentarse desde la década de los 30 en relevadores a base de rectificadores de selenio y óxido de cobalto, los cuales tuvieron poca aplicación práctica. Después vino el descubrimiento del transistor y esta línea tomó un nuevo impulso, y así en el 49 aparece el primer comparador de fase transistorizado, en 1954 el primer relevador de distancia transistorizado, así mismo en 1959 y 1961 aparecen versiones comerciales de relevadores de sobrecorriente y de distancia también de transistores. En Los finales de Los 60 y principios de los 70 se construyeron una generación de relevadores de estado sólido en base de circuitos integrados como amplificadores operacionales y compuertas lógicas. Después vienen relevadores

estáticos ya en pleno uso del microprocesador. La tecnología digital tiene una serie de ventajas sobre la protección analógica, entre éstas se pueden mencionar.

- a) Las características en el sistema digital no varían con la temperatura, voltaje del circuito y persisten en el tiempo.
- b) Las componentes digitales tienen comportamiento de mantenerse sin variaciones en el sistema.
- c) El equipo digital tiene menos equipo y por lo tanto menos conexiones.
- d) En el sistema digital los cambios de diseño implican solo modificaciones de software.
- e) Los datos en sistema digital no se deterioran, a menos que haya una falla en el sistema.

Otras ventajas tienen que ver con: el costo, capacidad de autocorrección, hacen funciones de medición, control y supervisión, hay capacidad de comunicación con otros equipos digitales del sistema y se pueden adaptar con facilidad a cambios o ajustes de los parámetros y condiciones del sistema.

También hay aspectos que dificultan la plena aplicación de estos sistemas, entre ellos tenemos; un desarrollo insuficiente de redes de comunicación, los cambios en el hardware dan problemas en su mantenimiento, problemas ambientales, interferencias electromagnéticas, etc.

Los relevadores digitales enfrentan dos problemas originados por el tipo de funciones que efectúan. Un problema consiste en que Las señales discretas de entrada hay que hacerlas operaciones matemáticas continuas, como la integración o la diferenciación. Otro problema consiste en desarrollar funciones complejas con operaciones aritméticas. Las soluciones cara cada problema es: En el primer problema hacer aproximaciones, en el case de la integración se usa una función escalón y para la diferenciación se aproxima a partir de dos valores de la función. En el problema de dependencias funcionales complejas la primera

forma de solución es hacer tablas y grabar la información en memorias. Y otra variante es aproximar Las funciones complejas par series que contengan solamente operaciones aritméticas, como la serie de Taylor, el programa de calculo de la serie se graba en memoria, y ocupa menos espacio que una tabla.

8.1.1 Componentes De Un Relevador Digital.

El diagrama de la figura 144 es una representación en bloques de un relevador digital.

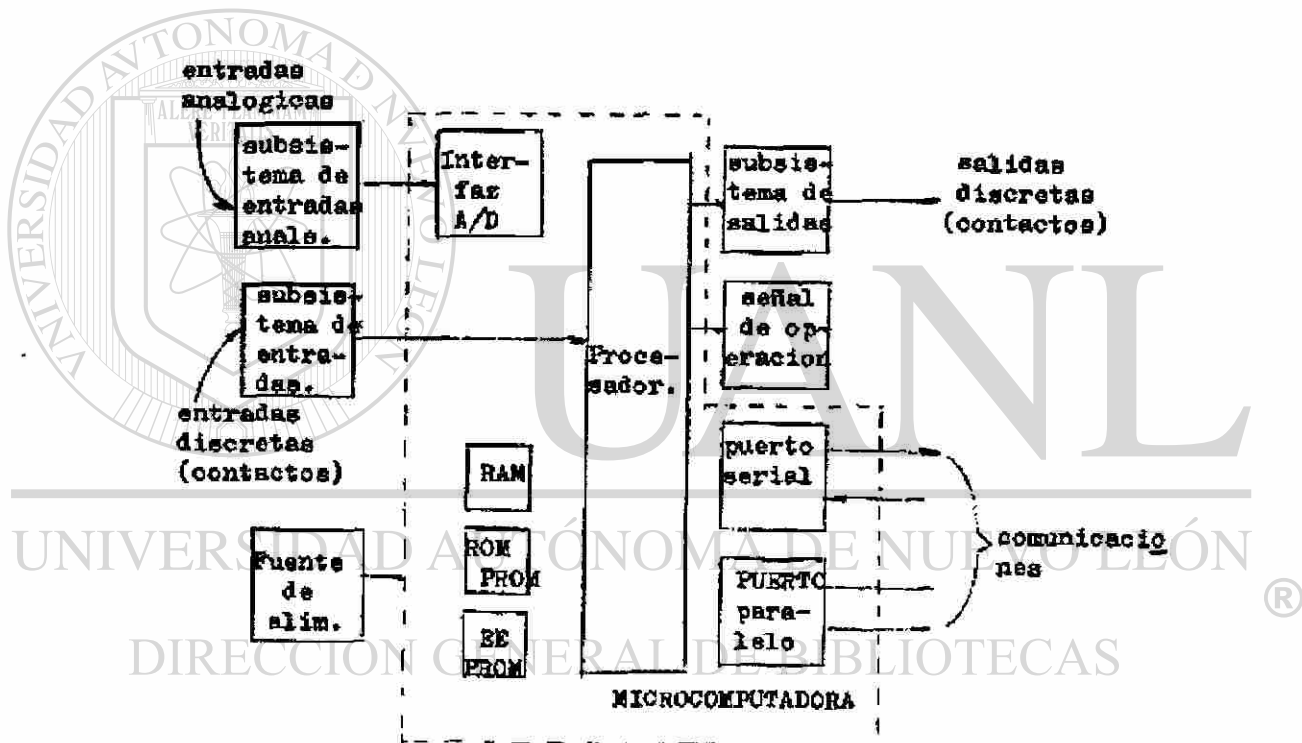


Figura 144. Diagrama De Bloques De Un Relevador Digital.

Al relevador se aplican señales analógicas provenientes de transductores primarios, o sea TC o los TP, y señales discretas que reflejan el estado de interruptores, cuchillas y otros

relevadores. Esta información se procesa en los subsistemas correspondientes antes de su aplicación a la computadora, que es el elemento principal del relevador. Las señales analógicas pasan adicionalmente por un proceso de analógico a digital antes de entrar a la unidad central de procesamiento de la microcomputadora. Las señales discretas de salida del relevador se procesan en el subsistema de salidas discretas, que generalmente incluyen relevadores electromecánicos auxiliares que lo proveen de salida del tipo de contactos. El relevador realiza y también la función de señalización de su operación (banderas), y de su propio estado de funcionamiento que son visibles (con luces) al exterior. La mayoría de los relevadores digitales dispone de capacidad de comunicación con otros equipos digitales, mediante puertos de tipo serie y paralelo.

El subsistema de señales analógicas figura entre las funciones siguientes:

- a) Acondiciona las señales de voltajes y corrientes enviados por los transductores primarios a voltajes para la conversión analógica digital
- b) Aisla eléctricamente los circuitos electrónicos del relevador de los circuitos de entrada
- c) Protege al relevador contra los sobrevoltajes transitorios inducidos en los conductores de entrada por conmutaciones y otros procesos transitorios en el sistema primario o en los circuitos secundarios del esquema de protección.
- d) Hace el filtrado anti-aliasing de las señales analógicas de entrada. Este filtrado es necesario para limitar el espectro de frecuencia de esas señales a una frecuencia no mayor que la mitad de la frecuencia de muestreo que utiliza el relevador.

El subsistema de entradas discretas tiene las funciones de acondicionar las señales para su aplicación al procesador, provee el aislamiento eléctrico entre las entradas y los circuitos electrónicos, y proteger al relevador contra sobrevoltajes transitorios.

En la interfaz se llevan a cabo los procesos de muestreo y conversión analógico-digital de las señales analógicas. Un reloj de muestreo genera pulsos de corta duración y a una cierta frecuencia, que marca los instantes de muestreo; en cada uno de ellos se hace la conversión del valor instantáneo de la señal analógica a una palabra digital, que queda disponible para el procesador. Con todas estas operaciones que debe realizar el relevador, se requieren de distintos tipos de memorias; la memoria de acceso aleatorio (RAM) es necesaria como buffer para almacenar temporalmente los valores de las muestras de entrada, para acumular resultados intermedios de los programas de protección, y para almacenar datos que se guardan posteriormente en memoria. Los programas del relevador se guardan en memorias de lectura solamente, de tipos no programable (ROM), y se ejecutan directamente desde allí, o se cargan inicialmente en memorias RAM para su posterior ejecución. Los parámetros de ajuste del relevador y otros datos importantes que no varían con gran frecuencia se almacenan en memorias tipo PROM borrables (EPROM) o eléctricamente borrables (EEPROM); una alternativa a este tipo de memoria puede ser una RAM con respaldo por batería.

Un aspecto importante de un relevador digital es su capacidad de comunicación. Las interfaces de comunicación serial, permiten intercambio de información remota fuera de la línea con el relevador para tareas de asignación de valores de parámetros de ajuste, de lectura de registros de fallas o de datos de ajustes, y otras. Para el intercambio de información de tiempo real es necesario disponer de una interfaz de comunicación paralela. El subsistema de salidas discretas procesa la información de un puerto paralelo de salida del procesador, consistente en una palabra digital en que cada bit puede ser utilizado para definir el estado de un contacto de salida. Debe existir acoplamiento óptico entre este puerto y el relevador auxiliar de salida del relevador.

El relevador debe contar con una fuente de alimentación independiente, generalmente de tipo conmutado, que puede conectarse a la batería de acumuladores de la subestacion, y produce los voltajes de CD necesarios para los circuitos del relevador (5v y \pm 15v).

La tendencia actual es a la integración de las funciones de protección, control y medición en sistemas digitales de subestaciones y plantas generadoras, que se enlazan con computadoras centrales a nivel del sistema de potencia (la figura 145) es un diagrama de una posible estructura jerárquica de tres niveles

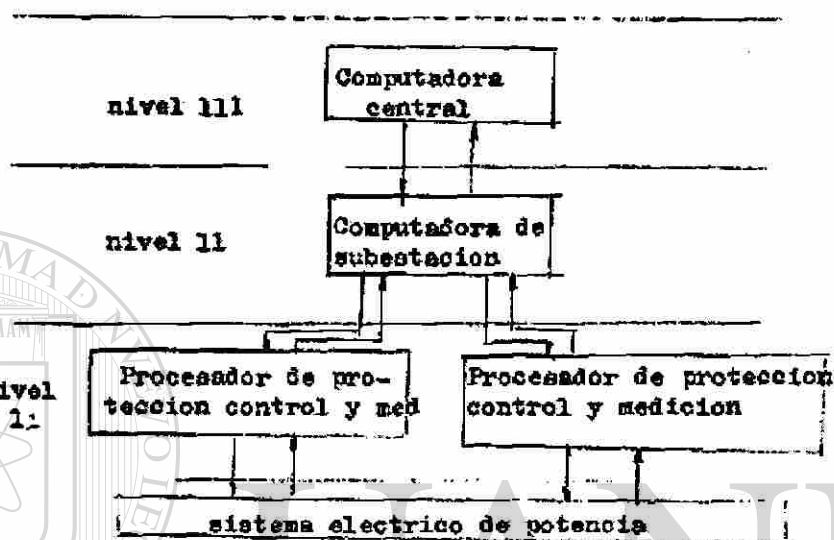


Fig. 145 Estructura de un sistema digital integrado.

CAPITULO 9

9.1 Conclusiones Y Comentarios Finales.

Esta tesis es un tratado sobre protección en sistemas eléctricos de potencia. En los últimos años se han dado una serie de avances y logros importantes en el campo de la protección, los equipos analógicos en algunas aplicaciones ya son substituidos por relevadores digitales y la tendencia es hacia la generalización de dichos elementos. Ante estos cambios y producción de nuevas tecnologías, dar una respuesta al problema de la protección se antoja un tanto difícil; un hecho importante ante esta situación es que los principios básicos y motivos fundamentales se mantienen en gran medida sin cambios importantes. Ante estos eventos sentimos que el reto de desarrollar un trabajo sobre protección es mayor. El riesgo es que la información presentada pareciera inconclusa, con un volumen regular y con poca objetividad. Nos sentimos obligados a hacer un esfuerzo y en la medida de lo posible ofrecer un trabajo concreto, orientado y útil.

Nota importante es que la forma de este material va directa de la necesidad a la solución, ya que creemos que, cualquier interesado obtendrá una respuesta rápida a sus inquietudes.

Cuando se contemplan todos los aspectos en relación con la protección en sistemas eléctricos de potencia, este oficio como lo consideran algunos autores es arte y ciencia, con un potencial de aplicación muy vasto para desarrollar tecnología que responda a todas las formas y necesidades. Tiene como responsabilidad que adaptarse a los nuevos equipos, ya que como se afirmó en un principio la protección es la encargada de brindar las condiciones para que cualquier sistema de su mejor servicio.

Una conclusión interesante desde nuestro punto de vista es que; en protección de sistemas eléctricos de potencia es difícil escribir el ultimo capítulo, ya que seguramente habrá mucho más.

Descripción de una operación de mantenimiento para relevadores de protección de centro de auxiliares de 2.4kv de la unidad #6 en central termoeléctrica Monterrey C.F.E.

EQUIPO	CANTIDAD	#ANSI
Interruptor principal	3	50- 51
Interruptor enlace	3	50- 51
Int. Motor bomba agua A. 6A	3	2;50 y 51 y 1;49-50- 83
Int. Motor bomba Agua A. 6B	3	"
Int. Motor bomba Agua A. 6C	3	"
Int. Motor ventilador tiro forzado 6A	3	"
Int. Motor ventilador tiro forzado 6B	3	"
Int. Motor bomba Agua circulante 6A	3	"
Int. Motor bomba Agua circulante 6B	3	"
Int. Transformador servicios propios (2.4Kv / 480v)	<u>3</u>	50-51
TOTAL:	30	RELES

Desarrollo:

A cada relevador se le efectuó lo siguiente:

Inspección visual

Reapriete de tornillería.

Limpieza de contactos de tiempo (sobrecorriente)

Limpieza de contactos de bandera de tiempo

Limpieza de contactos de bandera de tiempo instantáneo

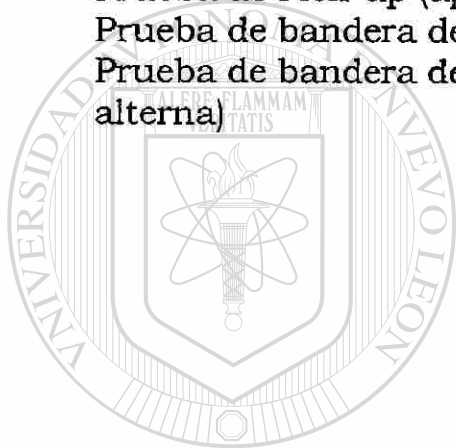
Limpieza general

Prueba de continuidad (bobinas y contactos)

Prueba de Pick-up (aplicando en corriente alterna el valor del tap)

Prueba de bandera de tiempo (aplicando corriente directa)

Prueba de bandera de tiempo instantáneo (aplicando corriente alterna)



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



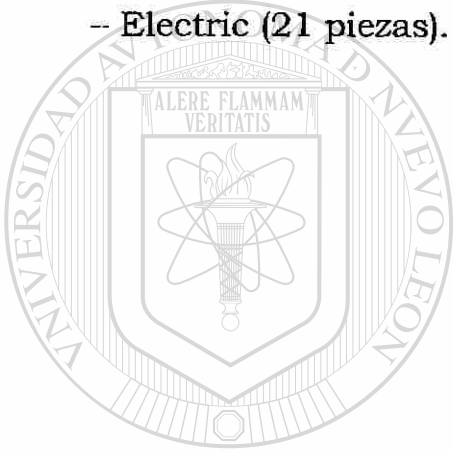
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Prueba de curvas de tiempo

Tap por múltiplo de curva del folleto de c/relevador (con corriente alterna) para verificar el tiempo de operación del relevador según la curva.

En estas pruebas se utilizó “El probador universal de relevadores “ de la marca Multi -Amp modelo SR - 76A - E, que utiliza un voltaje de 120 volts de corriente alterna.

También se efectuó limpieza de peinetas de la marca General - Electric (21 piezas).



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Bibliografía

1) El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores.

Autor: C. Russell Mason.
 Engineering Planning and Development Section
 General Electric Company
 Schenectady N.Y.
 Séptima Impresión junio de 1979 C. E. C. S. A

2) Fundamentos de Protección de Sistemas Eléctricos en Relevadores.

Autor. Ing. Gilberto Enríquez Harper.
 Primera Edición 1981 LIMUSA.

3) Esquemas de Protección Eléctrica

Autor: Werner Doehner.
 Edición 1981. C.F.E.

4) Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor: William D. Stevenson. Segunda Edición. Sept.
 1990. Mc. Graw Hill.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

5) Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión.

Autor. Gilberto Enríquez Harper.
 Cuarta impresión. 1979. LIMUSA.

Listado De Tablas

- 1.- Clasificación ASA de la precisión. 48.
- 2.- Clase de precisión para transformadores de potencia TP. 52.
- 3.- Tabla de corrientes durante fallas 75.
- 4.- Comparación de la apariencia de fallas entre las líneas B y C, en cualquier lado de un transformador delta-estrella o estrella-delta, a relevadores de distancia en el lado de alta tensión. 88.
- 5.- Requisitos mínimos para Los TC de boquilla. 145.
- 6.- Análisis de armónicas de la corriente magnetizante transitoria de conexión 149.

Listado De Gráficas

- 1.- Curva de tiempo de funcionamiento contra el valor de la magnitud de influencia. 17.
- 2.- Diagrama para un relevador con una resistencia en derivación con la bobina que suministra I_1 . 26.
- 3.- Diagrama vectorial para par máxima en un relevador direccional corriente-voltaje tipo de inducción. 27.
- 4.- Diagrama de la línea de característica de funcionamiento. 29.
- 5.- Curva de tiempo de en relevador de alto velocidad. 34.
- 6.- Curvas de tiempo inverse 34
- 7.- Diagrama vectorial para transformador ideal 43
- 8.- Diagrama vectorial real para un transformador 43
- 9.- Relación entre la corriente magnetizante y la corriente de cargo 44.
- 10.- Variación de la relación de transformación con respecto a la carga. 45.
- 11.- Error de la relación de transformación. 45.
- 12.- Diagramas para error de ángulo. 46.
- 13.- Diagrama vectorial para transformador ideal TP. 50.

- 14.- Diagrama vectorial real para TP. 51.
- 15.- Característica d.e funcionamiento de un relevador diferencial de porcentaje. 59.
- 16.- Valor de la característica diferencial de percentage. 59.
- 17.- Característica de funcionamiento de un relevador de impedancia. 61.
- 18.- Característica de funcionamiento de un relevador de impedancia en un diagrama R-X. 61.
- 19.- Impedancia en percentage de la im~edancia de puesta en trabajo. 63.
- 20.- Característica de funcionamiento y de accion retardada de un relevador de distancia del tipo de impedancia. 64.
- 21.- Las características de un relevador direccional para un valor de voltaje. 66.
- 22.- Tiempo de funcionamiento contra impedancia para un relevador de distancia del tipo de impedancia. 67.
- 23.- Característica de funcionamiento de un relevador de distancia del tipo de impedancia modificado. 68.
- 24.- Característica de funcionamiento de un relevador de distan. cia del tipo de reactancia. 69.
- 25.- Oscilograma en un corto circuito. 78.
- 26.- Onda de tensiones despues de una interrupcion. 81.
- 27.- Potencial capacitive en el momento de la aperture de un interruptor. 84.
- 28.- Valor de la tension transitoria de reestablecimiento . 84.
- 29.- Apariencia de una falla entre Las fuses b y c en el lade de baja tension de un transformador de potencia a Los relevadores de distancia de fuse. 89.
- 30.- Apariencia d.e una falla de la fuse b a la c en el lade dealta tension de un transformador de potencia delta-estrella estrella-delta, a Los relevadores de distancia de fuse en el lade de baja tension. 90.

31.- Construcción para la localización de un punto en la característica de pérdida de sincronismo 89

32.- Localización de un punto en la característica de pérdida de sincronismo para algún valor de θ . 95.

33.- Características generadas de pérdida de sincronismo. 96.

34.- Construcción gráfica de la característica de pérdida de sincronismo. 97.

35.- Determinación de la tendencia de funcionamiento del relevador durante la pérdida de sincronismo. 99.

36.- Pares correspondientes de secuencia (+),(-) que producen las magnitudes para la conexión en cuadratura. 100.

37.- Par correspondiente que producen las magnitudes para la conexión de 60 grados. 101.

38.- Componentes y pares totales de los relevadores polifásicos direccionales para las conexiones convencionales 102.

39.- Límites de operación de un relevador diferencial tipo de pendiente 108.

40.- Característica voltaje-tiempo del relevador de sobrevoltaje en la protección contra fallas a tierra en el estator del generador. 112.

41.- Característica del relevador para protección contra pérdida de campo (40 G). 115.

42.- Característica voltaje-tiempo del relevador en la protección contra sobrevoltaje en el Gen. (59 G) 121.

43.- Característica del relevador de sobrevoltaje a baja frecuencia. 123.

44.- Relevador de sobrecorriente con control por bajo voltaje (51 V). 128.

45.- Relevador de sobrecorriente con retención por voltaje (51V). 129.

46.- Característica del relevador de distancia (21) 130.

47.- Característica tiempo-corriente de secuencia negativa del relevador de sobrecorriente de secuencia negativa. 131.

48.- Característica del relevador para protección de voltaje -balanceado (60). 135.

49.- Características de Los relevadores en la protección contra la motorización. 137.

50.- Límite típico de operación bajo carga de turbinas grandes. 139.

51.- Característica con varios relevadores para protección de baja frecuencia. 139.

52.- Disparo después de descarga. 141.

53.- Funcionamiento de los relevadores de sobrecorriente instantáneos. 177.

54.- Ajuste de la selectividad normal de la unidad de la segunda zona de relevadores de distancia de fase. 190.

55.- Ajuste de la segunda zona con el tiempo adicional para la selectividad con un relevador de una sección de línea adyacente muy corta. 191.

56.- Ajuste de la selectividad normal de la unidad de la tercera zona con relevadores de distancia. 191.

57.- Ajuste de la tercera zona con tiempo adicional para la selectividad en protección de distancia en líneas. 192.

58.- Un protector para impedir el bloqueo en corriente de carga. 208.

59.- Diagrama R-X relevador de bloqueo protector 212.

Resumen Autobiográfico

Originario del municipio de Villa Hidalgo S.L.P. de Los Estados Unidos Mexicanos, con fecha de nacimiento 28 de septiembre de 1951, el ingeniero José Wenceslao Báez Martínez radica en la ciudad de San Nicolás de Los Garza Nuevo León y presta sus servicios en la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma De Nuevo León, de donde es egresado con el título de Ingeniero Mecánico Electricista.

Con una experiencia de 25 años en el área de la docencia, ha impartido clases de Física y Matemáticas a nivel bachillerato y en el ramo eléctrico desde Laboratorio de Maquinas Eléctricas y clase de Circuitos Eléctricos en Corriente Directa y Alterna.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Cuenta con estudios de posgrado en el área de potencia y es maestro de tiempo completo en la U.A.N.L.

