

57
2 Gen 11



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**APLICACION DE DISPARO Y RECIERRE MONOPOLAR
EN LINEAS DE TRANSMISION DE 400 KV.**

T E S I S P R O F E S I O N A L

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

P R E S E N T A N

JOSE LUIS GARIBAY CASTELLANOS

RICARDO OROZCO MENDOZA

JUAN SANCHEZ NICOLAS

RAUL VILLASEÑOR CRUZ

DIRECTOR DE TESIS

ING. JAIME ARAU CHAVARRIA



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

INTRODUCCION	1
CAPITULO I. PROBLEMATICA DE TRANSMISION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA (SEP)	3
I.1. Bosquejo histórico	3
I.2. Importancia de las líneas de transmisión	4
I.3. Características de las fallas en líneas de transmisión de 400 y 230 KV	7
I.4. Costos de las líneas de transmisión	11
CAPITULO II. ANALISIS DE ESTABILIDAD	13
II.1. Introducción	13
II.2. Análisis de estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia	14
CAPITULO III. METODOS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA	43
III.1. Introducción	43
III.2. Métodos para mejorar la estabilidad	43
CAPITULO IV. APLICACION DEL RECIERRE MONOPOLAR EN LINEAS DE ALTA TENSION	49
IV.1. Introducción	49
IV.2. Extinción del arco secundario	50
IV.3. Análisis dinámico y de desbalance	52
IV.4. Corrientes desbalanceadas en el generador	58
IV.5. Modelo de la línea	59
IV.6. Corriente de arco secundario y voltaje de recuperación debido al efecto capacitivo	61
IV.7. Corriente de arco secundario debido al acoplamiento inductivo	64
IV.8. Diferentes métodos para la reducción del arco secundario	69

IV.9.	Cálculo de los reactores de compensación	72
IV.10.	Características del reactor de neutro	78
IV.11.	Procedimiento para la especificación de un reactor de neutro para la aplicación del recierre monopolar en una línea de transmisión	79
IV.12.	Análisis de transitorios	85
CAPITULO V. PROTECCIONES		91
V.1.	Introducción a los relevadores y sus principios de operación	91
V.2.	Cualidades esenciales de la protección	92
V.3.	Relevadores de protección aplicados en las líneas de transmisión	95
V.4.	Filtros de secuencia de fases	99
V.5.	Comparación direccional aplicada al recierre monopolar	102
V.6.	Relevadores de distancia	106
V.7.	Aplicación de la protección de distancia a tierra	112
V.8.	Esquema de protección de distancia aplicado al recierre monopolar	118
V.9.	Protección por comparación de fase	119
V.10.	Protección por comparación de fase mediante canalización aplicada al recierre monopolar	122
V.11.	Aplicación de la protección por comparación de fase aplicada al recierre monopolar (utilizando selectores de fase)	125
CONCLUSIONES		127
BIBLIOGRAFIA		129

INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos de potencia constituyen un importante factor en el desarrollo integral de los países. Estos sistemas se componen básicamente de fuentes productoras, elementos de transformación, líneas de -- transmisión, redes de distribución y centros de consumo.

Dado que las líneas de transmisión de alta tensión conforman uno de los elementos vitales de los sistemas eléctricos de potencia, y son un me dio importantísimo de conducción de los centros de generación a los de -- consumo, tendrán especial interés en el contenido de este trabajo.

La potencia precisa de ciertas características para que la operación y funcionamiento de los centros de consumo resulten correctos; señalamos, entre otras, regulación de voltaje, control de frecuencia y particular-- mente, continuidad.

Es un hecho que la demanda de energía aumenta constantemente en función de las necesidades y requerimientos del campo, la ciudad y la industria; es por ello que se presenta la urgencia de impulsar la investiga -- ción en búsqueda de mejores técnicas ampliando expectativas de solución - para el logro del abastecimiento de energía eléctrica.

De las soluciones contempladas se cuenta con la de generar más pote ncia en una sola unidad con capacidad de transmitirla a largas distancias con un máximo de eficiencia y continuidad posibles.

Una de las opciones para este logro podría ser la construcción de -- nuevas líneas o circuitos adicionales; sin embargo, si la evaluación de - inversiones, costos y gastos indica necesidad de recursos cuyo monto estu viese fuera de la capacidad disponible, sería necesario se determinara em plear una alternativa menos costosa sin sacrificar eficiencia.

Las líneas de transmisión están expuestas a una gran variedad de fa-- llas; las estadísticas manifiestan que un noventa por ciento de ellas son monofásicas y transitorias. Tal indicador conduce a implementar un esque--

ma de disparo y recierre monopolar pretendiéndose que al ocurrir una falla - monofásica y transitoria, la fase dañada quede aislada y por las fases restantes se conduzca la energía generada. Asimismo, con el diseño de este esquema se buscará evitar que el sistema se vuelva inestable y se pierda la -- continuidad del servicio.

Por consiguiente, un estudio de estabilidad transitoria apoyándose en - la simulación digital, resulta de suma importancia.

Otro aspecto de relevante utilidad en todo sistema eléctrico es la apli cación de las protecciones cuyo empleo permitirá que el esquema de disparo y recierre monopolar sea exitoso.

CAPITULO I

PROBLEMATICA DE TRANSIMSION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA (SEP)

I.1. BOSQUEJO HISTORICO

En 1831, Faraday descubrió el fenómeno de la inducción electromagnética, produciéndose el hecho de la invención del generador eléctrico que es el factor inicial de la ELECTROTECNIA y su desarrollo está ligado a los Sistemas de Energía Eléctrica.

En 1883, Gaulard y Gibbs inventaron el transformador mediante el cual se hizo posible la elevación eficiente y económica de la tensión y utilizando sistemas de corriente alterna: en consecuencia, el sistema de corriente alterna para la generación y transmisión, desplazó al de co -- rriente continua permitiendo la transmisión de considerables cantidades de energía eléctrica a grandes distancias.

Los primeros sistemas de corriente alterna fueron monofásicos. En 1884, Gaulard realizó una transmisión de corriente alterna monofásica de 40 Km. de longitud en la región de Turín, Italia. En los Estados Unidos se puso en servicio, en 1886, un sistema de corriente alterna monofásica usándose transformadores con tensión primaria de 500 volts y tensión secundaria de 100.

En 1887 entró en servicio un sistema de transmisión y distribución con corriente alterna en la ciudad de Lucerna, Suiza, y en 1888 en Londres. Tesla patentó en los Estados Unidos en 1887, un sistema de transmisión trifásico y en 1891, en Alemania, se construyó una línea de 181 Km. de longitud y 12,000 volts de tensión de transmisión trifásica.

El sistema de corriente alterna trifásico se desarrolló con rapidez, siendo actualmente de empleo general.

Este proceso se inicia en México en 1879, en forma incipiente, en -

la ciudad de León, Gto., utilizándose principalmente en la industria extractiva y, posteriormente, en la textil hasta llegar a la creación de "The Mexican Light and Power Co. Limited" y subsidiarias en 1902.

Esta compañía construyó la planta hidroeléctrica de Necaxa con seis unidades y una capacidad de 31,500 Kw, con una línea de transmisión de 60 - Kv. entre la central y la Ciudad de México, lo que constituyó en aquel momento la tensión más elevada del mundo y marcó, en cierta forma, el crecimiento de la industria eléctrica, la cual, para el año de 1937, contaba con una capacidad instalada de 628,980 Kw.

Es precisamente en ese año cuando se crea la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la que ha logrado a la fecha (1984), tener una capacidad instalada de 19 Gw., treinta veces más que en su inicio.

I.2. IMPORTANCIA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

Las líneas de transmisión forman parte importante del sistema eléctrico del país, y su operación y mantenimiento representan un problema complejo, así como su construcción que contempla factores que comprenden desde la definición básica de las características principales hasta la definición del diseño.

Los sistemas de transmisión deben ser seguros en relación con el servicio requerido y los posibles disturbios que puedan afectarlos; es por ello que, cuando se estableció el sistema trifásico de alta tensión, se emplearon las conexiones en triángulo (o delta) sin tomas de tierra y en estrella, con toma de tierra.

Cuando estas líneas se extendieron y la capacidad a tierra aumentó, especialmente en los sistemas de cable, la red en delta sin toma de tierra empezó a causar serios problemas en los suelos, en los que se producía un arco. Muchas de las fallas de los aparatos en ese tiempo probablemente se debieron a los sobrevoltajes transitorios ocasionados por esos suelos en

las redes sin toma de tierra. Al ocurrir contactos a tierra a diferentes - fases simultáneas la red se interrumpía y sólo podía restablecerse mediante la observación visual de la línea. Una vez reconocida la deficiencia -- del sistema sin toma de tierra, B.D. Amme y otros, declararon que el sistema estrella con neutro a tierra era el que más convenía para las redes trifásicas de alta tensión.

A medida que los ingenieros adquirían mayor experiencia en la transmisión de la corriente alterna, las ventajas de la conexión a tierra se hicieron tan evidentes que este sistema fue rápidamente adoptado. Actualmente es de empleo universal para las líneas de transmisión.

Al nacionalizarse las compañías productoras de energía eléctrica en - nuestro país, y ante la perspectiva de lograr una distribución adecuada y continua de los grandes volúmenes de energía, los ingenieros hubieron de - recurrir a la aplicación de las nuevas técnicas que hoy conocemos con el - nombre de Interconexiones.

El desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia ha tenido un manifiesto auge en virtud de su relevante importancia en el curso del avance de las naciones.

Hasta 1982 se cuenta con líneas de transmisión desde 6.6 Kv. a 400 Kv con una longitud de 165,000 Km. correspondiendo al 24% (39,437 Km.) a líneas de 115 Kv. y 230 Kv., el 3.5% (5,768 Km.) a líneas de 400 Kv.

La red troncal de 400 Kv. se distribuye por el territorio uniendo las grandes centrales generadoras con los principales centros de carga. En las figuras 1.1 y 1.2 se muestra la interconexión nacional a 400 Kv. y 230 Kv. respectivamente.

DISPOSICION GEOGRAFICA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 400 KV

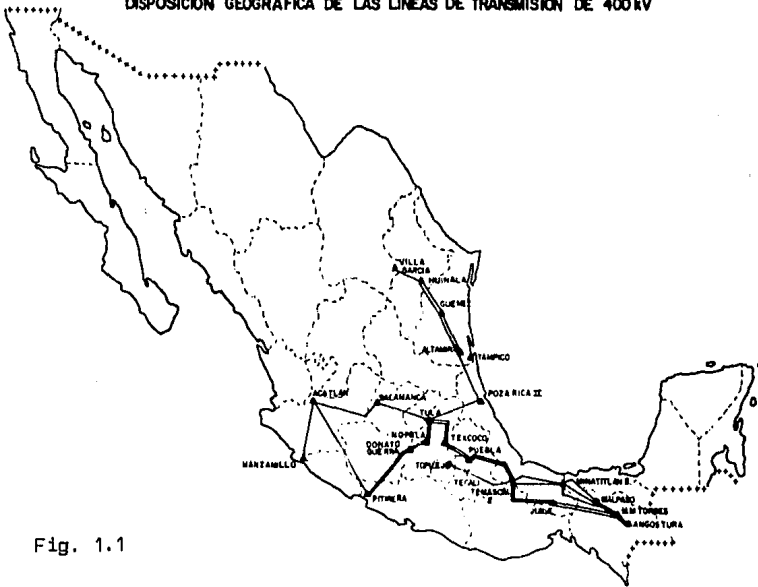


Fig. 1.1

DISPOSICION GEOGRAFICA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 230 KV



Fig. 1.2

I.3. CARACTERISTICAS DE LAS FALLAS EN LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 400 Y 230 Kv

En un sistema de potencia, desde la generación hasta el consumo de la energía eléctrica, se requiere mantener el suministro en forma continua, - es decir con el mínimo de interrupciones y en la cantidad que los diversos tipos de usuarios demanden observando la calidad del servicio adecuado.

Una línea de transmisión aérea está integrada por conductores, estructuras de soporte, aisladores y accesorios; éstos se emplean para sujetar - los conductores a las estructuras de soporte y, en la mayor parte de los - casos de las líneas de alta tensión, los cables de guarda para proteger la línea de las descargas directas de rayos.

Los problemas más comunes en las líneas de transmisión de 400 Kv. son las descargas atmosféricas, quema de caña, brecha e ignorados. El problema de salidas por descargas atmosféricas es el de mayor incidencia en líneas de 400 Kv.

Para las líneas de 230 Kv., de acuerdo con datos estadísticos regis -- trados por la Comisión Federal de Electricidad, las causas que provocan -- más salidas de líneas son las siguientes: ignoradas, descargas atmosféri-- cas, contaminación y aislamiento. Esto debido a que siguen prevaleciendo - los problemas de alta resistencia a tierra de las estructuras. Otros pro-- blemas se originan debido a distancias reducidas entre conductor central y ventana de estructura, deficiencia en el ángulo de blindaje de los hilos de guarda, contaminación por neblina y desechos de aves.

De acuerdo con resultados estadísticos de fallas de líneas de transmi-- sión, el número de salidas por falla de 100 Km por año en líneas de trans-- misión es el índice que nos sirve para establecer puntos de comparación ~~77~~ con los resultados obtenidos de otros años, independientemente del número de líneas que se tengan. En las Figs. 1.3, 1.4 y 1.5 se muestran las cau - sas de las fallas en las líneas de transmisión.

DISTRIBUCION DE SALIDAS POR CAUSAS AJENAS Y MANIOBRAS EN LINEAS DE TRANSMISION 1983

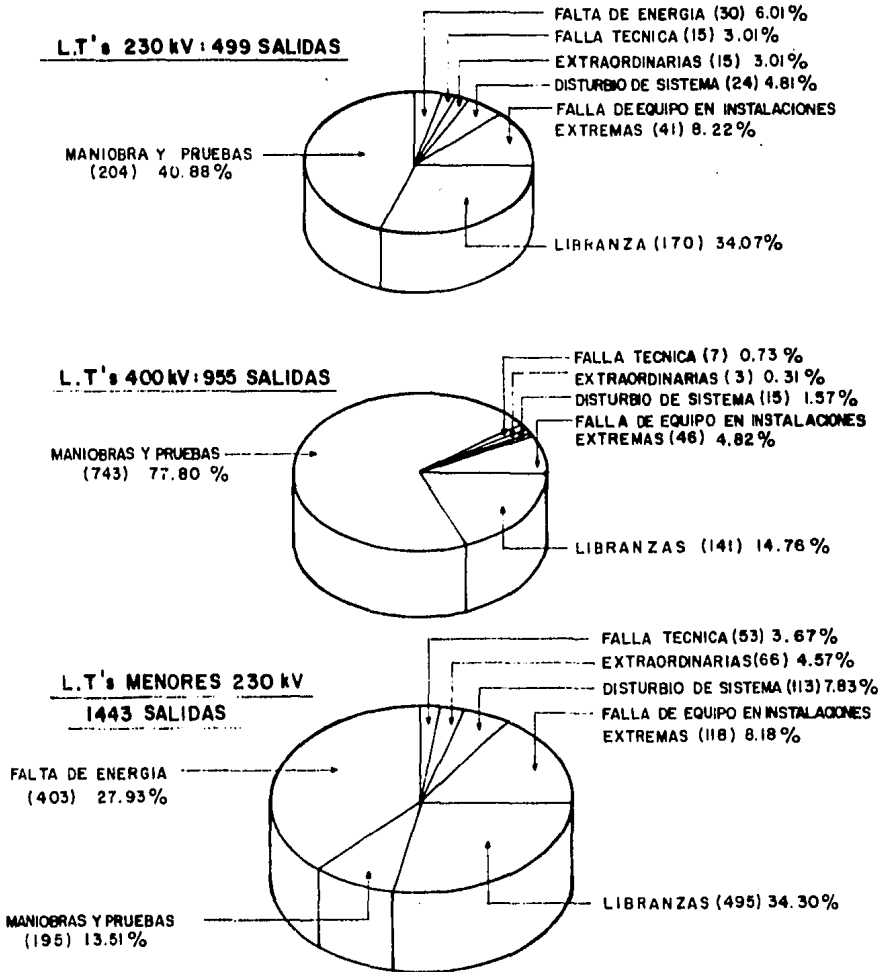


Fig. 1.3

**PRINCIPALES SALIDAS DE LINEA QUE AFECTAN LA
CONFIABILIDAD DE LAS L.T'S DE 400 KV**

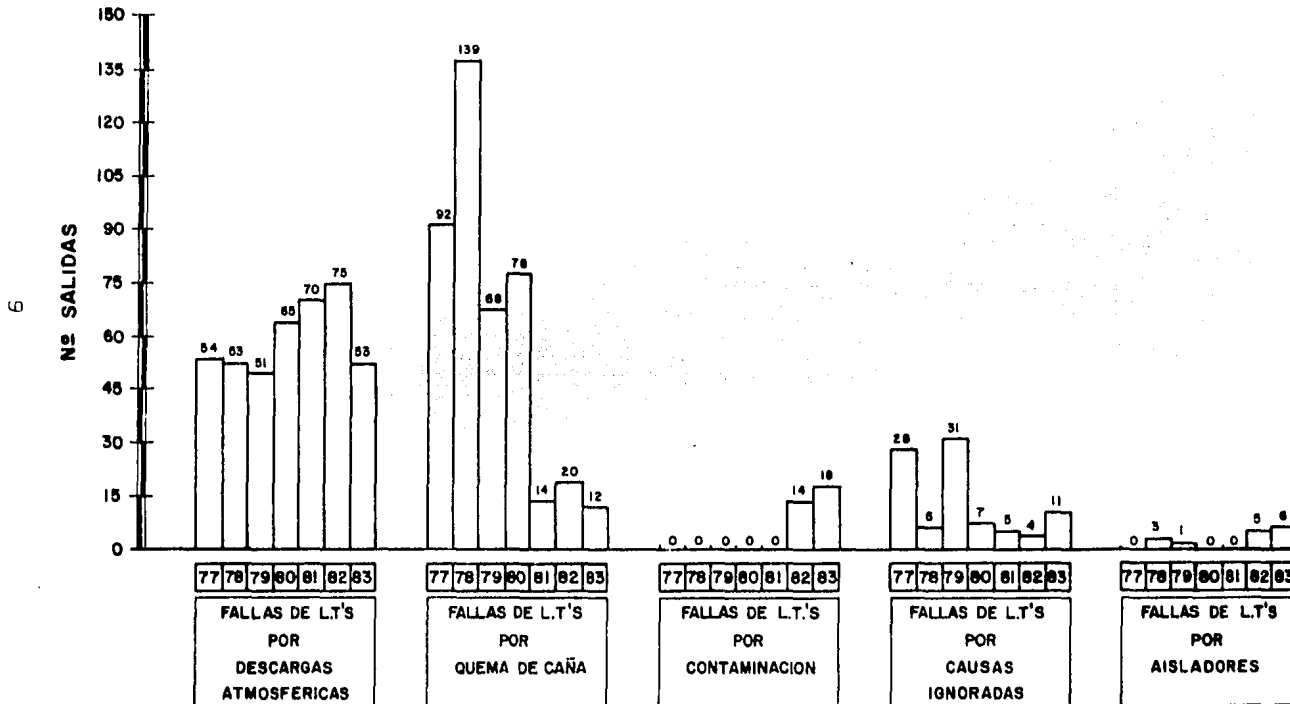


Fig. 1.4

PRINCIPALES SALIDAS DE LINEA QUE AFECTAN LA
CONFIABILIDAD DE LAS L.T'S DE 230 KV

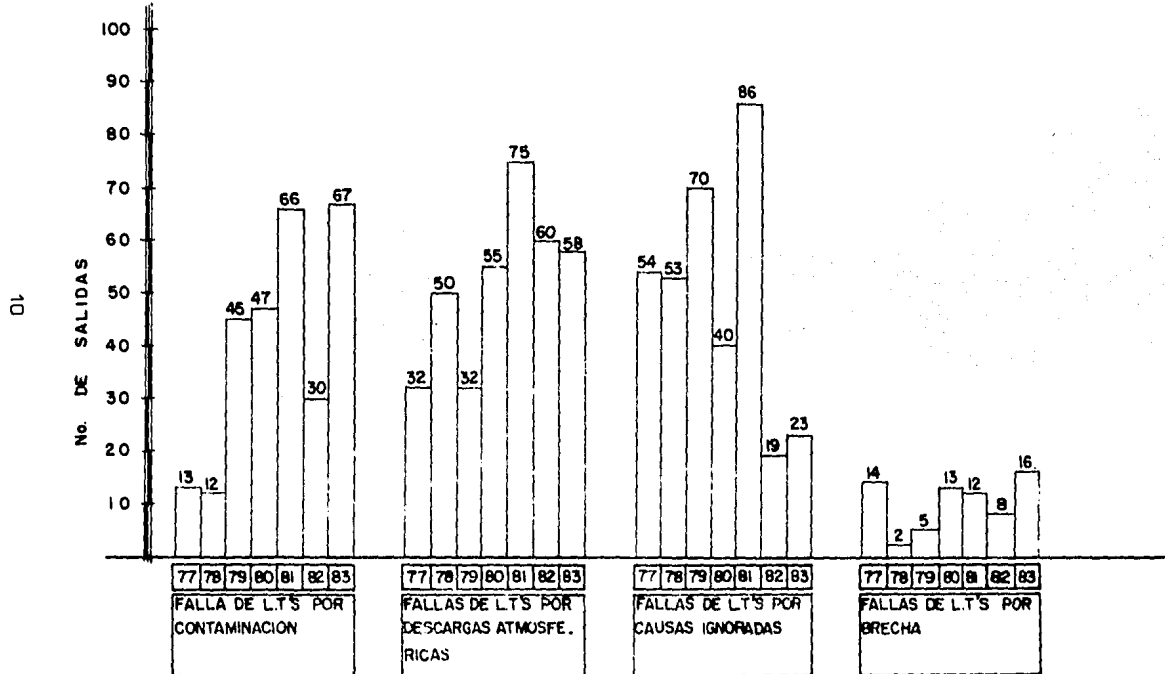


Fig 1 5

I.4. COSTOS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

Para calcular el costo de construcción de una línea de transmisión, se analizan los siguientes puntos:

- 1.- Materiales y equipo. Torres, cables conductores, cables de guarda, aisladores, herrajes para los conductores, herrajes para los cables de guarda y sistemas de tierra.
- 2.- Contratos. Brecha forestal, caminos de acceso, localización de estructuras, excavaciones, plantillas de concreto, montaje de estructuras, acero de refuerzo, concreto, sistema de tierras, relleno y apisonado, revestido de torres, tendido del cable de guarda, tendido del cable conductor y protección catódica.
- 3.- Supervisión de construcción. Personal destinado a administración, compras, costos, almacén, residencia y supervisión.
- 4.- Estudios topográficos. Personal para trabajo de campo y de gabinete.
- 5.- Indemnización por derecho de vía. Incluye derecho de vía, costo promedio por hectárea y costo promedio por Km. de derecho de vía.
- 6.- Transporte de material y equipo. Comprende la transportación de torres, cables conductores, cables de 3/8", aisladores, herrajes para los conductores y los cables de guarda, sistemas de tierra.

A continuación se muestran los costos para la instalación de líneas de transmisión de diferentes capacidades, en miles de pesos.

CONCEPTO	K V	400			230		115	
	NO. DE CITOS.	UNIDAD	1C	1C	2C	1C	2C	
1	MATERIALES Y EQUIPO	KM-LINEA	6824	3404	6084	2805	5086	
2	CONTRATOS	KM-LINEA	1888.2	1282.7	1826.4	934.2	1352.8	
3	SUPERV. DE CONST.	"	233.6	161.8	175.2	140.2	150.2	
4	ESTUDIOS TOPOGRAF.	"	49.1	49.1	49.1	49.1	49.1	
5	INDEMNIZACIONES POR DERECHO DE VIA	"	150.1	100	100	75	75	
6	TRANSPORTE DE MANTENIMIENTOS Y EQUIPO	"	112.5	65.5	107.8	46	75.8	
7			9257.4	5063.2	8342.5	4063.5	6788.9	

TABLA 1.1

Notas: a) De estos índices se desprende que por cada 100 Km. de líneas de transmisión de 400 Kv., se invierten \$925'740,000.

b) El punto 5, Indemnización por Derecho de Vía, es particularmente importante dada la dificultad en los convenios de indemnización en virtud del constante crecimiento de los asentamientos humanos.

CAPITULO II

ANALISIS DE ESTABILIDAD

II.1. INTRODUCCION

Cuando se presentan pérdidas de generación, o disparos de líneas de transmisión que provoquen interrupciones eléctricas, se manifiesta un desbalance de energía el cual produce desviaciones en las velocidades normales de los rotores. Eléctricamente el fenómeno se refleja en variaciones más o menos violentas de los voltajes y las frecuencias del sistema eléctrico de potencia (SEP).

De acuerdo a la magnitud de la perturbación, de las condiciones de operación antes del disturbio y de la respuesta de los subsistemas de protección y control del SEP, los parámetros mencionados pueden atenuarse volviendo a la condición del estado estable y operación normal, de lo contrario el evento inicial puede desencadenar disparos en cascada de unidades generadoras incidiendo en las líneas de transmisión (LT's), transformadores y carga, existiendo el peligro de llegarse, en el peor de los casos, a un colapso total.

Debido a que el esquema de disparo y recierre monopolar representa también desbalances del tipo mencionado, dedicaremos parte de esta tesis al estudio de la Estabilidad.

Pretender analizar el fenómeno dinámico en su totalidad, resulta bastante complejo, aun utilizando las computadoras.

Afortunadamente el fenómeno se puede interpretar como desacoplado: organizarlo en dominios, efectuar acercamientos a la parte de interés y descartar lo irrelevante. Al conocerse el área de interés y seleccionando adecuadamente los modelos que representen esta zona, se ha diseñado una serie de herramientas de simulación digital, mismas que han sido validadas en diversas partes, encontrándose una fidelidad muy aceptable de los resultados

de la simulación con el comportamiento real del sistema eléctrico de potencia. Un ejemplo de ello se muestra posteriormente.

II.2. ANALISIS DE ESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

La estabilidad es un término que se aplica a los sistemas eléctricos de potencia de corriente alterna, siendo la condición por la cual varias máquinas síncronas de un sistema permanecen en sincronismo.

La estabilidad de los sistemas de potencia se puede dividir en tres estudios:

- A) Estabilidad en régimen transitorio, con una escala de tiempo de 0 a 1 segundo
- B) Estabilidad dinámica, de 1 a 300 segundos.
- C) Estabilidad en régimen permanente para más de 300 segundos.

A.- ESTABILIDAD EN REGIMEN TRANSITORIO.

La base del estudio son los transitorios o disturbios; se presentan necesariamente cambios de velocidad y el análisis es en función de la característica potencia - ángulo de desplazamiento ($P - \delta$) y de la gravedad del disturbio.

El análisis de cualquier sistema de potencia para determinar su estabilidad en régimen transitorio, implica la consideración de algunas de las propiedades mecánicas de las máquinas del sistema, ya que, después de una perturbación cualquiera, las máquinas han de ajustar los ángulos relativos de sus rotores para cumplir las condiciones impuestas de transferencia de potencia. El problema es tan mecánico como eléctrico y es preciso tener presentes ciertos principios mecánicos al considerarlos.

Las relaciones para los sistemas en rotación, se aplican a la solución de los problemas de estabilidad en régimen transitorio, obteniéndose una imagen más clara por comparación con las relaciones más familiares entre el fenómeno de translación y rotación. Ver tabla 2.1.

TRASLACION				ROTACION			
MAGNITUD	SIMB.	ECUACION	UNIDAD S.I.	MAGNITUD	SIMB.	ECUACION	UNIDAD S.I.
LONGITUD	l	$l = vt$	mts.	Desplazamiento angular	θ	$\theta = \frac{l}{r}$	RAD
MASA	m	$m = \frac{F}{a}$	Kgm	Momento de inercia	I	$I = \int r^2 dm$	Kg.mts ²
TIEMPO	t.	$t = \frac{W}{P}$	Seg	Tiempo	t	$t = \frac{\theta}{\omega}$	Seg
VELOCIDAD	v	$v = \frac{dl}{dt}$	m/seg	Velocidad angular	ω	$\omega = \frac{d\theta}{dt}$	RAD/seg
ACELERACION	a	$a = \frac{dv}{dt}$	m/seg ²	Aceleración angular	α	$\alpha = \frac{d\omega}{dt}$	RAD/seg ²
FUERZA	F	$F = ma$	new	Par	T	$T = F r$ $= I \alpha$	new-mts
CANTIDAD DE MOV.	M'	$M' = mv$	new-mts	Momento angular cinético	M	$M = I\omega$	$\frac{\text{joul-seg}}{\text{RAD}}$
TRABAJO	W	$W = \int F dl$	Joules	Trabajo	W	$W = \int T d\theta$	Joule
POTENCIA	P	$P = \frac{dW}{dt}$	Watts	Potencia	P	$P = \frac{dW}{dt} = T\omega$	Watt

Tabla 2.1

A.1. ECUACION DE ANGULO DE POTENCIA.

Para analizar el ángulo de potencia se considera el siguiente sistema eléctrico de potencia simple.

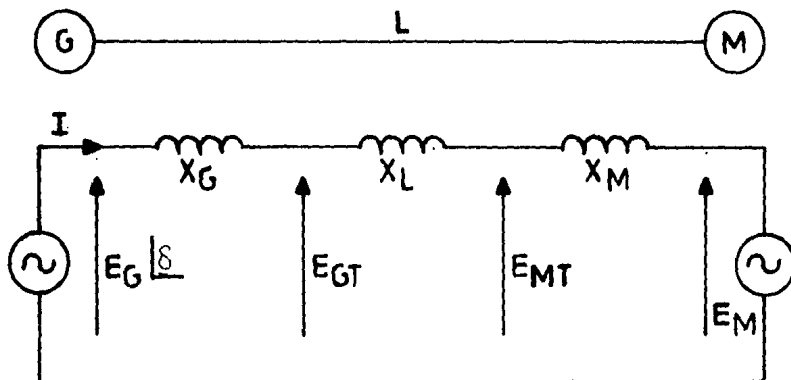


Fig. 2.1.

La combinación de las reactancias de las máquinas y de la línea, produce una reactancia total: $X_T = X_G + X_L + X_M$, donde:

X_G - Reactancia del generador

X_L - Reactancia de la línea

X_M - Reactancia del motor

La potencia transmitida del generador al motor depende de la diferencia de fase y de la magnitud de los voltajes E_G y E_M ; puesto que estos voltajes son generados por un flujo producido por los devanados del campo de las máquinas, su diferencia de fase es la misma que el ángulo eléctrico entre los rotores de las máquinas.

De la figura 2.1. vectorialmente se analiza lo siguiente:

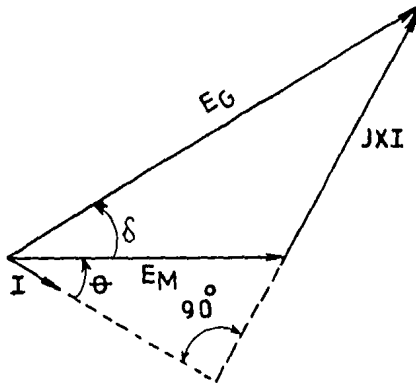


Fig. 2.1'

$$EG = EM + jXI \quad (2.1)$$

de (2.1) obtenemos:

$$I = \frac{EG - EM}{jX} \quad (2.2)$$

Despreciando la resistencia en la línea:

$$P = \text{Re}(\overline{EG} \cdot I) = \text{Re} \left[\frac{\overline{EG}(EG - EM)}{jX} \right] \quad (2.3)$$

haciendo las consideraciones siguientes:

$$EM = EM \angle 0^\circ \quad (2.4)$$

$$EG = EG \angle \delta \quad (2.5)$$

de (2.4) obtenemos:

$$\overline{EM} = EG \angle -\delta \text{ Conjugado} \quad (2.6)$$

sustituyendo (2.4), (2.5) y (2.6) en (2.3) tenemos

$$P = \text{Re} \left[\frac{EG \angle -\delta (EG \angle \delta - EM \angle 0^\circ)}{X \angle 90^\circ} \right] = \text{Re} \left[\frac{EG^2 \angle -90^\circ}{X} - \frac{EGEM \angle -90^\circ - \delta}{X} \right]$$

$$P = \frac{-EGEM}{X} \cos(-90^\circ - \delta) = \frac{EGEM}{X} \text{ sen } \delta \quad (2.7)$$

La ecuación (2.7) muestra que la potencia transmitida del generador al motor es dependiente del seno de ángulo de desplazamiento entre los dos - rotores, como se muestra en la figura 2.2.

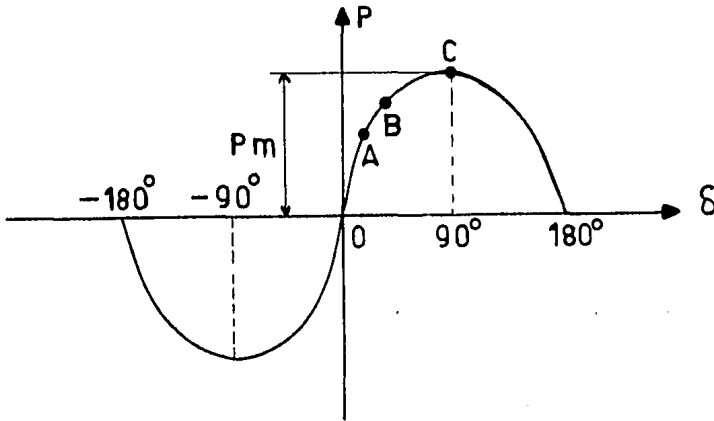


Fig. 2.2 Curva del ángulo de potencia

Así pues, la potencia máxima que puede ser transmitida en estado estable es: $P_m = \frac{EGEM}{X}$ que ocurre cuando el ángulo de desplazamiento es $\delta = 90^\circ$. El valor de la potencia máxima es incrementado por aumento del voltaje interno o por disminución del circuito reactivo.

El sistema es estable sólo si el ángulo de desplazamiento δ está en el intervalo $-90^\circ \ll \delta \ll 90^\circ$ en el cual la pendiente $\frac{dP}{d\delta}$ es positiva, que es el rango en el cual un incremento en el ángulo de desplazamiento da como resultado un incremento en la potencia transmitida.

A.2. LIMITE DE ESTABILIDAD.

Es el máximo flujo posible de energía que puede pasar por un punto determinado del sistema sin causar pérdidas de estabilidad.

Los términos estabilidad y límite de estabilidad se aplican tanto al régimen permanente como al transitorio.

El límite de estabilidad en régimen transitorio se refiere al máximo flujo posible de energía que pasa por un punto determinado sin pérdida de estabilidad al presentarse una brusca perturbación. La perturbación transi-

toria puede ser, por ejemplo, un brusco aumento de carga; más frecuentemente, la perturbación para la cual se desea conocer el límite de estabilidad transitoria, se debe a una falla o por la desconexión del circuito de una - de las diversas líneas en paralelo o por la combinación de una falla y del subsiguiente aislamiento por desconexión de parte del sistema.

A.3. COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA DE POTENCIA EN SEGUIDA DE UN DISTURBIO.

1). La carga tomada por cada máquina se redistribuye, debido a que la - red eléctrica equivalente vista por cada generador cambió súbitamente. Este cambio brusco causa desbalance en los pares eléctrico y mecánico del rotor de cada unidad, debido a que el par mecánico no puede cambiar inmediatamente. Este desbalance está representado por la potencia de aceleración en la ecuación:

$$P_a = P_m - P_e = \frac{Jd^2\delta}{dt^2} + \frac{Dd\delta}{dt} \quad (2.8)$$

2). De acuerdo con la energía cinética de sus masas giratorias, cada má - quina ajusta su potencia de salida.

Si existen motores grandes conectados a la red, sus inercias tendrán ef -ectos en esta nueva distribución. Este cambio se aprecia por el término:

$$J \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.9)$$

3). La respuesta anterior, respuesta electromecánica, puede resultar en un cambio de velocidad del rotor, que a su vez resultaría en un cambio de - la carga eléctrica. Este cambio de la carga con la velocidad tiene un efec -to amortiguador de las oscilaciones del rotor. Agrupando este efecto con el efecto amortiguador de fricción y ventilación se representa por el término:

$$D \frac{d\delta}{dt} \quad (2.10)$$

4). La respuesta del circuito de excitación y del regulador de tensión - es cualitativamente la siguiente: cuando ocurre una falla cerca de las ter -minales de la máquina el voltaje disminuye instantaneamente, el sistema de

excitación intentará restablecer el voltaje incrementando la potencia de salida P_e y disminuyendo la potencia acelerante P_a : en la ecuación (2.7) la respuesta del sistema de excitación varía con la edad de la máquina, las nuevas poseen excitación de respuesta rápida, tan rápida, que pueden tener efectos representativos durante la primera oscilación.

5). Si existe una redistribución de cargas, éstas estarán de acuerdo -- con la función de transferencia de los gobernadores o reguladores de velocidad; dado que éstos controlan la potencia mecánica de entrada, su efecto es sobre P_m de la ecuación (2.8). Si la potencia eléctrica se ha reducido, el regulador responde para reducir la potencia acelerante.

El tiempo de respuesta se mide en décimas de segundo y usualmente no -- tiene influencia apreciable sobre la primera oscilación. Cuando el estudio va más allá de la primera oscilación, el regulador deberá representarse.

6). Si existe control de frecuencia y control de enlace, estos control -- les enviarán señales para modificar los ajustes de los reguladores; si existe baja frecuencia se aumenta P_m y por lo tanto la velocidad. La respuesta se mide en segundos.

A.4. ECUACION GENERAL DE MOVIMIENTO DEL ROTOR.

El estudio del comportamiento transitorio involucra fenómenos eléctricos que relacionan flujos, corrientes y fenómenos mecánicos que describen -- las variaciones en la velocidad de la flecha y el ángulo del rotor como función del desbalance entre la potencia eléctrica y mecánica.

El mecanismo mediante el cual la máquina mantiene sincronismo con el resto del sistema es el siguiente: la velocidad de la flecha es constante cuando existe equilibrio entre el par mecánico y el par eléctrico (de freno).

La ecuación que describe la dinámica para cada rotor de la máquina es -- la siguiente:

$$T_m = T_e + T_a + T_i \quad (2.11)$$

donde

T_m = par mecánico

T_e = par eléctrico

T_a = par de amortiguamiento

T_i = par de inercia

Siendo cada uno igual a :

$$T_e = \frac{P_m \text{ Sen } \delta}{W} \quad (2.12)$$

$$T_a = D \frac{d\delta}{dt} \quad (2.13)$$

$$T_i = J \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.14)$$

donde

J - Momento de inercia

D - Constante de amortiguamiento

P_m - Potencia mecánica

W - Velocidad angular

En donde δ = ángulo de desplazamiento que dará una ecuación no lineal y con coeficientes no constantes.

Sustituyendo las ecuaciones (2.12), (2.13) y (2.14) en la ecuación (2.11) tenemos:

$$J \frac{d^2\delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} + \frac{P_m \text{ Sen } \delta}{W} = T_m \quad (2.15)$$

El par de amortiguamiento y el par de inercia se consideran como par acelerante, de tal manera que cualquier desbalance entre el par eléctrico y mecánico producirá una aceleración.

Para analizar la ecuación (2.15) se hará el estudio de oscilaciones en diferentes circunstancias.

A.5. OSCILACIONES NATURALES O DE PEQUEÑA AMPLITUD.

En este análisis se supone que el desplazamiento de δ es pequeño, de aquí que se considere una variación pequeña alrededor de un punto estable δ_0 , desarrollando en serie de Taylor y haciendo

$$\delta = \delta_0 + \delta' \quad (2.16)$$

y

$$T_m = T_{m0} + T'm \quad (2.17)$$

$$T_e(\delta) = T_e(\delta_0) + \frac{dT_e}{d\delta}(\delta_0) \delta' = \frac{P_m}{W} \sin \delta_0 + \frac{P_m}{W} \delta' \cos \delta_0 \quad (2.18)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.12), (2.13) y (2.14) en la (2.18) tenemos

$$J \frac{d^2 \delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} + \frac{P_m}{W} \sin \delta_0 + \frac{P_m}{W} \delta' \cos \delta_0 = T_{m0} + T'm \quad (2.19)$$

y el régimen estable

$$T_{m0} = \frac{P_m}{W} \sin \delta_0 \quad (2.20)$$

llegando a una ecuación del tipo

$$(s^2 + 2\gamma \omega_n s + \omega_n^2) \delta' = T'm \quad (2.21)$$

en donde

$$\omega_n = \sqrt{\frac{P_m \cos \delta_0}{J}} \quad (2.22)$$

y

$$\gamma = \frac{D}{2 \sqrt{P_m \cos \delta_0 J}} \quad (2.23)$$

Se observa que mientras $\cos \delta_0$ sea positivo, serán estables las soluciones de la ecuación y por lo tanto el sistema será estable.

Cuando el par varía en forma de escalón de pequeña magnitud, el incremento del ángulo del par tiene una forma semejante al de la figura 2.3.

Si la relación de amortiguamiento es menor que la unidad, el ángulo del par realiza un movimiento oscilatorio amortiguado alrededor de su nue-

vo valor final.

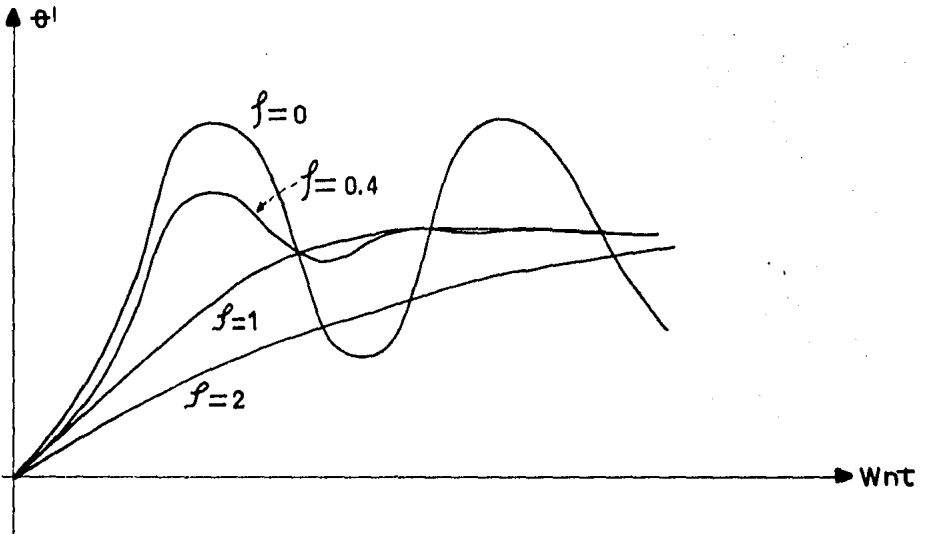


Fig 2.3

Para minimizar estas oscilaciones indeseables, ha de incrementarse la relación de amortiguamiento haciendo $\zeta = \frac{D}{2\sqrt{P_m \cos \delta_0 J}}$ grande y aumentando la potencia activa sin afectar el ángulo interno.

A.6. METODO DE LAS AREAS IGUALES PARA EL ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.

El método de las áreas iguales es un método directo de solución al problema de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia. Está basado en conceptos de energía y utiliza las gráficas (P - δ) en sus diferentes estados de operación para determinar las condiciones de estabilidad.

El método está limitado al análisis de un generador oscilando contra un bus infinito, o a dos grupos de máquinas equivalentes que intercambian energía a través de enlaces de transmisión.

Aun cuando el método está limitado en la utilización de modelos y en las configuraciones del sistema, permite, debido a su simplicidad, analizar gran cantidad de situaciones reales de operación en una forma sencilla y obtener guías a seguir en la solución del problema.

Las suposiciones normales del método consideran:

- a) Que la potencia mecánica de la turbina permanece constante.
- b) Voltaje constante detrás de la reactancia transitoria.
- c) No existen pares de amortiguamiento.

La potencia mecánica es controlada por la acción del regulador y por señales adicionales del control automático de generación, pero durante la primera oscilación del rotor es prácticamente constante.

El modelo utilizado de la máquina considera que los encadenamientos de flujos en el entrehierro de la máquina no cambian.

Al no considerar los pares de amortiguamiento se obtiene una respuesta oscilatoria alrededor del punto de solución en estado estable.

Para dar una interpretación del método, se utiliza el sistema de una máquina conectada a un bus infinito, como el mostrado en la figura 2.4

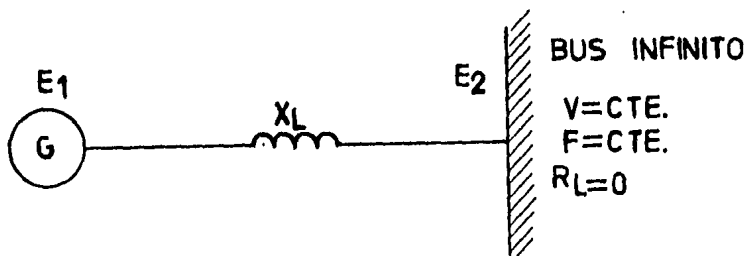


Fig 2.4.

La ecuación de oscilación de una máquina sin amortiguamiento es:

$$2H \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (2.24)$$

que también se representa como

$$2H \frac{dW}{dt} = P_a \quad (2.25)$$

multiplicando la ecuación (2.25) por W tenemos

$$2HW \frac{dW}{dt} = P_a W \quad (2.26)$$

como

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega \quad \text{y} \quad M = 2H \quad (\text{momento angular})$$

y si se considera a la máquina operando inicialmente en condiciones de sincronismo con un ángulo $\delta = \delta_0$ como se muestra en la figura 2.5.

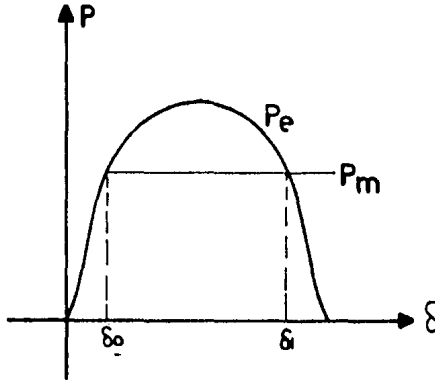


Fig. 2.5

llegamos a

$$\int_{\omega_0}^{\omega_1} 2HW \, dW = \int_{\delta_0}^{\delta_1} P_a d\delta$$

$$= \frac{1}{2} M \omega_1^2 - \frac{1}{2} M \omega_0^2 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} P_a d\delta = \Delta EC \quad (2.27)$$

donde

- H - Constante de inercia
- P_m - Potencia mecánica
- P_e - Potencia eléctrica
- P_a - Potencia acelerante
- δ - Angulo de desplazamiento

La ecuación (2.27) muestra que el área de la curva ($P - \delta$) es igual a la variación de energía cinética, por lo que, para mantener estabilidad, la energía cinética acelerante debe ser igual a la energía cinética desacelerante; en otras palabras, el área acelerante debe ser igual al área desacelerante.

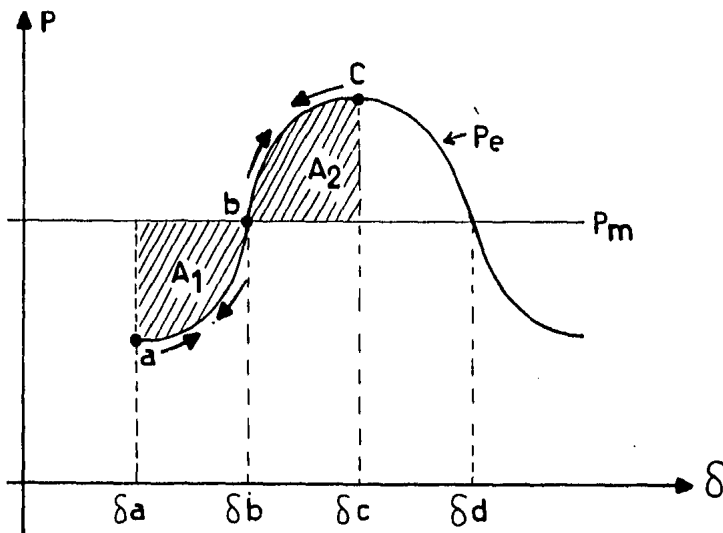


Fig.2.6 Criterio de áreas iguales

De δ_a a δ_b $P_m > P_e$ por lo que de acuerdo a la ecuación (2.27) existirá una potencia de aceleración positiva y se incrementará la energía cinética de la máquina ($W > W_0$).

Al aumentar la velocidad angular la posición relativa (δ) aumentará el valor y el punto de operación se moverá de a hacia b; durante esta trayectoria, al aumentar el ángulo δ se incrementará la potencia eléctrica y se dis-

minuye la diferencia entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica.

En el punto b la potencia eléctrica es igual a la potencia mecánica, pero la velocidad angular es mayor que la síncrona ($\omega > \omega_0$) debido a la aceleración positiva que se obtuvo de $a \rightarrow b$, por lo que la posición angular (δ) continúa en aumento siguiendo la trayectoria de b a c. Es importante notar que durante esta trayectoria $P_e > P_m$ por lo cual se tendrá una potencia de aceleración negativa o desaceleración que tratará de reducir la velocidad angular y eliminar la energía cinética ganada de $a \rightarrow b$.

Si la velocidad angular llega a ser igual que la velocidad síncrona ($\omega = \omega_0$) durante el período en que $P_a < 0$ (de b a d) se habrá eliminado la energía cinética ganada de $a \rightarrow b$. En c la velocidad es igual a ω_0 y la aceleración es negativa ($p_a < 0$) lo que produce que la velocidad angular empiece a tomar valores menores que ω_0 , ($\omega < \omega_0$). Esto a su vez da como resultado que la posición angular δ empiece a disminuir siguiendo la trayectoria de $c \rightarrow b$.

Como no se considera amortiguamiento la máquina oscilará entre a y c - pasando por b como se muestra en la figura 2.7.

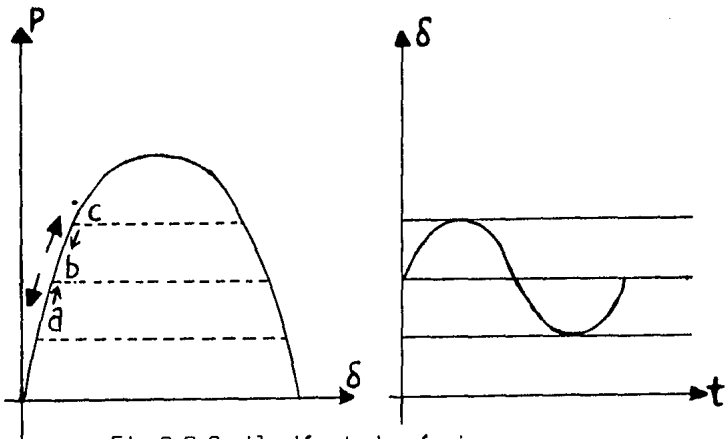


Fig 2.7 Oscilación de la máquina en un caso estable

La tabla 2.2 contiene un resumen de las condiciones presentadas en la figura 2.6.

TRAYECTORIA	VELOCIDAD ANGULAR	POSICION ANGULAR	ACELERACION
a - b	$\omega > \omega_0$	CRECE	POSITIVA
b	$\omega > \omega_0$ (máxima)	CRECE	CERO
b - c	$\omega > \omega_0$	CRECE	NEGATIVA
c	$\omega = \omega_0$	DECRECE	NEGATIVA (mínima)
c - b	$\omega < \omega_0$	DECRECE	NEGATIVA
d	$\omega < \omega_0$ (mínima)	DECRECE	CERO
b - a	$\omega < \omega_0$	DECRECE	POSITIVA
a	$\omega = \omega_0$	CRECE	POSITIVA (máxima)

TABLA 2.2
RESUMEN DE VARIABLES PARA EL CASO ANALIZADO EN LA FIG. 2.6

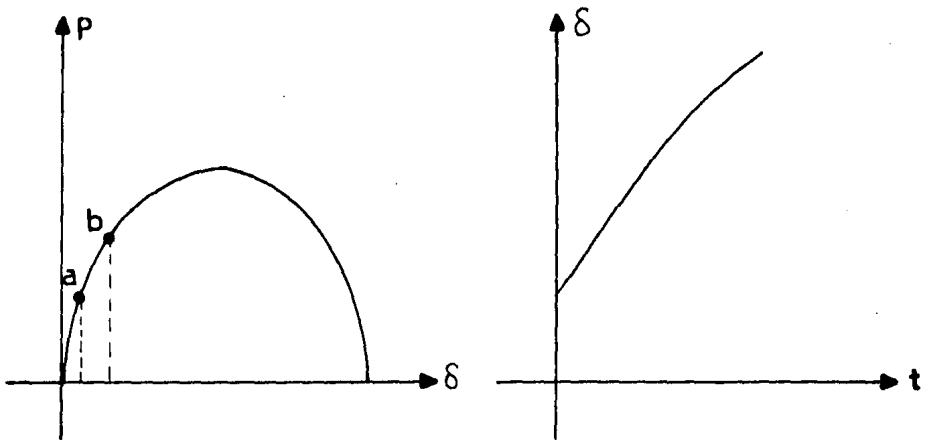


Fig. 2.8 Pérdida de sincronismo de la máquina

En la figura 2.6 se observa que si al llegar al punto d la velocidad -- es aún mayor que W_0 ($W > W_0$), el ángulo δ seguirá creciendo y después del punto d Pa vuelve a ser positiva por lo que la velocidad angular tenderá a seguir aumentando y no será posible llegar a la velocidad síncrona. En esta situación el sistema será inestable para el disturbio analizado. La figura 2.9 muestra esta situación en las gráficas P - δ y δ - t.

En forma analítica la condición de estabilidad requiere que en la ecuación (2.27) W_1 sea igual a W_0 .

A.7. DETERMINACION DEL ANGULO Y TIEMPO CRITICO

Dada la figura 2.9. tenemos que

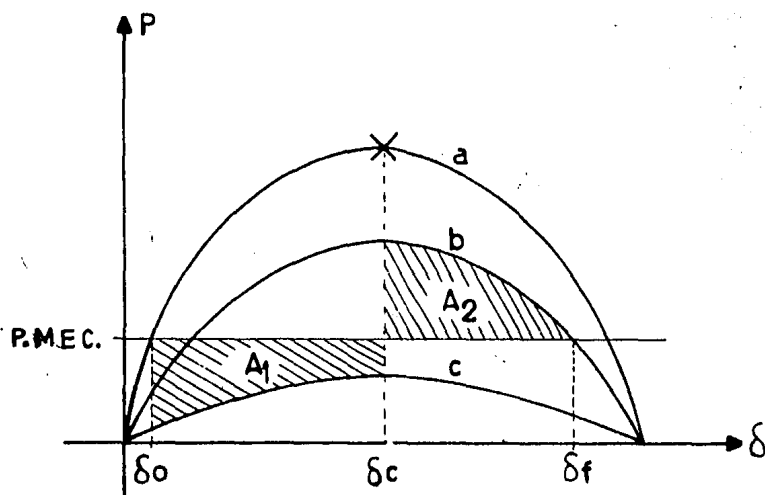


Fig. 2.9

En la figura 2.9 se representan 3 curvas (P - δ)

Curva a: es la característica antes de la falla

Curva b: es la característica después de haber sido aislada la falla. En el instante en que $\delta = \delta_c$

curva c: es la característica durante la falla.

El ángulo δ_c , se llama ángulo de corte crítico porque es el máximo valor posible de δ para que ocurra el corte sin que exceda el límite de estabilidad transitoria.

Es decir cuando $A1 = A2$

De la figura 2.9 obtenemos las siguientes expresiones para determinar el ángulo crítico:

$$(\delta_c - \delta_0) \frac{E_1 E_2 \text{sen } \delta_0}{X_{12}(a)} - \int_{\delta_0}^{\delta_c} \frac{E_1 E_2 \text{sen } \delta \, d\delta}{X_{12}(c)} = \int_{\delta_c}^{\delta_1} \frac{E_1 E_2 \text{sen } \delta \, d\delta}{X_{12}(b)} - (\delta_1 - \delta_c) \frac{E_1 E_2 \text{sen } \delta_0}{X_{12}(a)}$$

reagrupando términos tenemos

$$(\delta_c - \delta_0) \frac{E_1 E_2 \text{sen } \delta_0}{X_{12}(a)} + (\delta_1 - \delta_0) \frac{E_1 E_2 \text{sen } \delta_0}{X_{12}(a)} = \int_{\delta_0}^{\delta_c} \frac{E_1 E_2 \text{sen } \delta \, d\delta}{X_{12}(c)} + \int_{\delta_c}^{\delta_1} \frac{E_1 E_2 \text{sen } \delta \, d\delta}{X_{12}(b)}$$

integrando el segundo término tenemos

$$(\delta_c - \delta_0) \frac{E_1 E_2 \text{sen } \delta_0}{X_{12}(a)} + (\delta_1 - \delta_0) \frac{E_1 E_2 \text{sen } \delta_0}{X_{12}(a)} = \cos \delta_c \left[\frac{1}{X_{12}(b)} - \frac{1}{X_{12}(c)} \right] + \cos \delta_0 \left(\frac{1}{X_{12}(c)} \right) - \frac{1}{X_{12}(b)} \cos \delta_1$$

despejando $\cos \delta_c$

$$\cos \delta_c = \frac{(\delta_c - \delta_0) \text{sen } \delta_0 + (\delta_1 - \delta_0) \text{sen } \delta_0 - \frac{X_{12}(a)}{X_{12}(c)} \cos \delta_0 + \frac{X_{12}(a)}{X_{12}(b)} \cos \delta_1}{\left[\frac{X_{12}(a)}{X_{12}(b)} - \frac{X_{12}(a)}{X_{12}(c)} \right]} \quad (2.29)$$

La expresión anterior nos da el ángulo crítico donde x_{12} es la reactancia entre buses 1 y 2.

A.8. CALCULO DEL TIEMPO CRITICO.

Respecto al tiempo requerido para llegar a δ_c (figura 2.9), o sea el tiempo utilizado por el rotor para pasar de δ_0 a δ_c , puede obtenerse en forma simplificada si se considera la potencia acelerante en ese intervalo constante. Integrando 2 veces la ecuación que define a P_a en p.u.

$$\int 2H d\delta = \int P_a dt^2 \quad (2.29)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{P_a}{J} t + \frac{d\delta_1}{dt}$$

$$\delta_f = \left(\frac{\pi f}{2H} P_a \right) t^2 + \left(\frac{d\delta_i}{dt} \right) t + \delta_i$$

para velocidad inicial cero $\frac{d\delta_i}{dt} = 0$

$$t_c = \sqrt{\frac{(\delta_f - \delta_i) 2H}{\pi f P_a}} \quad (2.30)$$

Da el tiempo t_c si δ_f y δ_i están en radianes (PARA $P_a = \text{cte}$)

$$t_c = \sqrt{\frac{(\delta_f - \delta_i) H}{\pi f P_a}} \quad (2.31)$$

Da el tiempo t_c si están en grados (PARA $P_a = \text{cte}$)

Análisis de una falla trifásica en un sistema eléctrico de potencia, si mulada en un programa de computadora. El proceso se interpreta de la si - guiente manera:

Poco antes de producirse la falla se observa que tanto en las poten - cias mecánicas como en las eléctricas, las velocidades de los rotores de - las máquinas son iguales, y el ángulo de fase entre ambas potencias es cons tante.

En el momento de la falla, la potencia mecánica se mantiene constante y disminuye la potencia eléctrica variando la velocidad y la posición angu - lar de los rotores.

Después de liberada la falla, la potencia mecánica se mantiene constan - te y la potencia eléctrica tiende a estabilizarse lo mismo que la velocidad angular y el ángulo de fase.

Para la solución del problema, tanto por el método digital como por el método de las áreas iguales:

Se tiene una unidad generadora de 600 MW conectada a través de una so - la línea de transmisión de 400 KV a un sistema metropolitano; la unidad es - tá generando toda su potencia a voltaje nominal: $E_1 = 1$ p.u. y la inercia de la misma es de $H = 6$ p.u., la suma de las reactancias del generador, trans - formador y línea es $X = 0.4$ p.u., se supone un amortiguamiento de la red -

$D = 1$ p.u. y el voltaje en el sistema metropolitano es de $E_2 = 1$ p.u.

Se supone que hay una falla trifásica transitoria y se desea conocer - cual es el tiempo máximo para librarse de la falla y mantener el sistema es table.

Solución al problema mediante el criterio de áreas iguales:

Utilizando este método es necesario conocer el ángulo inicial.

$$\text{Angulo inicial} = \text{Ang. sen } \frac{\text{Potencia inicial}}{\text{Potencia máxima}}$$

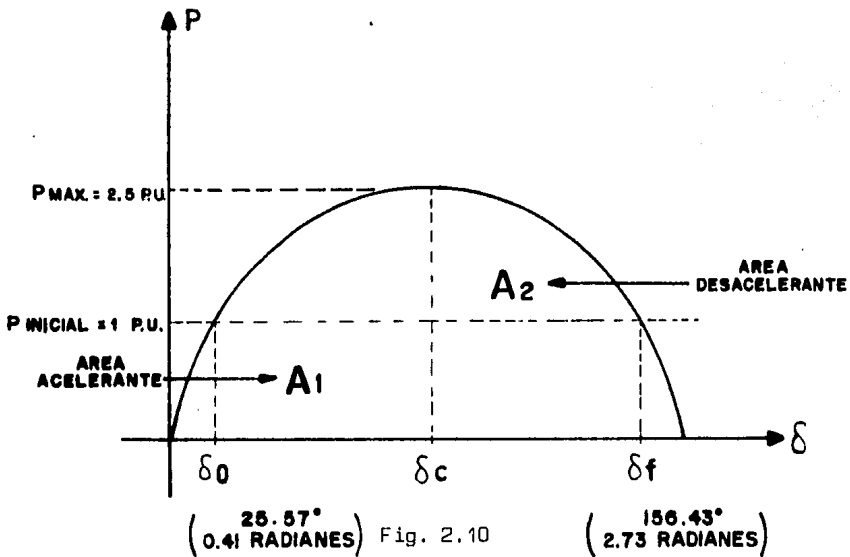
en donde la potencia inicial es igual a 1 p.u y la potencia máxima es:

$$\text{Potencia máxima} = \frac{E_1 E_2}{X} = \frac{1}{.4} = 2.5$$

entonces:

$$\text{Angulo inicial} = \text{ang. sen } 1/2.5 = 23.57^\circ \text{ (.41 radianes)}$$

que en un diagrama potencia P - ángulo δ se interpreta como:



Para encontrar el ángulo crítico se parte de que el área acelerante — sea igual al área desacelerante, $A_1 = A_2$ entonces:

$$(\delta_c - .41) = 2.5(+\cos \delta_c - \cos 156.43^\circ) - (2.73 - \delta_c)$$

que reduciendo y agrupando queda como:

$$\delta_c = \arccos 0.012 = 89.3^\circ = (1.55 \text{ radianes})$$

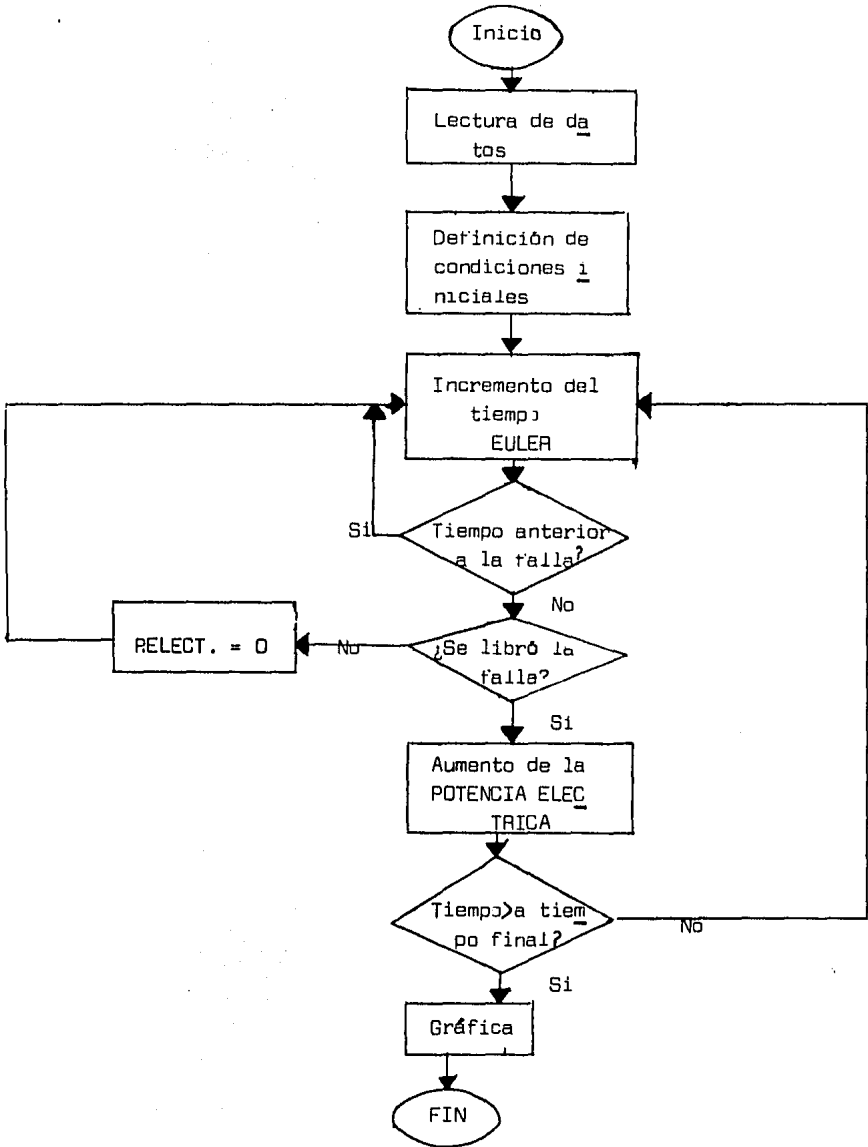
entonces para encontrar el tiempo crítico utilizaremos la ecuación:

$$t_c = \sqrt{\frac{4H(\delta_c - \delta_1)}{(377)(P_a)}} = .27 \text{ segundos (16 ciclos)}$$

Solución al problema de una falla trifásica en un sistema eléctrico de potencia, simulada en un programa de computadora.

El diagrama de flujo y la codificación para la solución de este problema se muestran a continuación.

Diagrama de flujo



```

REAL H
DATA PUNTO,BLANCO,LINEA,CLAVE /' ',' ','-','X'/
DIMENSION XGRAF(60),ANG(500)
IU=1
READ(5,100) H,XL,E1,E2,PELEC,D
100 FORMAT(SX,6F10.5)
READ(5,200) T1,T2,T3,AX,A1X,DT
AXX=AX*DT
A1X=A1X*DT
200 FORMAT(SX,6F10.5)
WRITE(6,604) DT
601 FORMAT(/,/,/,/,/,/,/,/,/,/,SX,'EL INTERVALO DE INTEGRACION ES DE=',
1F4.3,'SEGUNDOS')
WRITE(6,600) AXX,A1XX
600 FORMAT(SX,'LA IMPRESION TABULAR ES CADA ',F4.2,' SEGUNDOS',/,
1SX,'LA IMPRESION GRAFICA ES CADA ',F4.2,' SEGUNDOS',/)
WRITE(6,603) E1,E2,PELEC
603 FORMAT(SX,'EL VOLTAJE DEL GENERADOR ES=',F4.2,2X,'EL VOLTAJE DEL
RECEPTOR ES=',F4.2,/,SX,'LA POTENCIA GENERADA ES DE=',F4.4)
WRITE(6,604) H,D,XL
604 FORMAT(SX,'H=',F4.1,2X,'D=',F3.1,2X,'X=',F4.3,/)
C SE CALCULAN LAS CONDICIONES INICIALES
W0=0.0
PMAX=E1*E2/XL
DELT=ASINC(PELEC/PNAX)
PMEC=PELEC
A=0.0
B=0.0
T=0.0
N=1
N2=1
SE INTEGRA SEGUN EULER
111 T=T+DT
W0=W0+(((PMEC-PELEC-D*W0)/(2*H))*DT)
DELT=DELT+377*W0*DT
DELT1=DELT*57.29577
IF(A.NE.AX) GO TO 22
A=0
WRITE(6,400) T,PELEC,PMEC
400 FORMAT(SX,'T=',F10.5,2X,'PELEC=',F10.5,2X,'PMEC=',F10.5)
WRITE(6,300) W0,DELT1
300 FORMAT(SX,'W0=',F10.7,2X,'DELT=',F10.5,/)
22 IF(B.NE.A1X) GO TO 333
B=0.0
ANG(IV)=DELT1
IV=IV+1
333 A=A+1
B=B+1
IF(T.LT.T1) GO TO 111
IF(T.GT.T2) GO TO 33
C SE INICIA LA FALLA TRIFASICA
IF(N.EQ.1) WRITE(6,666) T1
666 FORMAT(SX,'LA FALLA SE INICIA EN',F4.2,2X,'SEGUNDOS',/)
N=0.0
PELEC=0.0
GO TO 111
C SE LIBERA LA FALLA TRIFASICA
33 PELEC=(E1*E2*SINC(DELT))/XL
IF(N2.EQ.1) WRITE(6,777) T2
777 FORMAT(SX,'LA FALLA SE LIBERA EN ',F4.2,2X,'SEGUNDOS',/)
N2=0.0
IF(T.LT.T3) GO TO 111
SE INICIA EL PROCEDIMIENTO PARA GRAFICAR

```

```

K=T3/A1XX
ANGM=-99999.
ANGMI=99999.
DO 9 J=1,K
  IF(ANGC(J).GT.ANGM) ANGM=ANGC(J)
9  IF(ANGC(J).LT.ANGMI) ANGMI=ANGC(J)
  ANGA=(ANGM-ANGMI)/60
  WRITE(6,710) ANGMI,ANGM
710  FORMAT(//,/,/,/,/,/,/,/,/,3X,'ANGULO',48X,'ANGULO',/,3X,'MINIMO',
148X,'MAXIMO',/,3X,F6.2,48X,F6.2)
  DO 8 J=1,60
8  XGRAF(J)=PUNTO
  WRITE(6,700) XGRAF
700  FORMAT(3X,60A1)
  DO 13 I=1,K
  DO 11 J=1,60
11  XGRAF(J)=BLANCO
  MPOS=((ANGC(I)-ANGMI)/ANGA)+1
  XGRAF(30)=LINEA
  XGRAF(MPOS)=CLAVE
  WRITE(6,700) XGRAF
13  CONTINUE
END

```


EL INTERVALO DE INTEGRACION ES DE=.002SEGUNDOS
LA IMPRESION TABULAR ES CADA .17 SEGUNDOS
LA IMPRESION GRAFICA ES CADA .06 SEGUNDOS

EL VOLTAJE DEL GENERADOR ES=1.00 EL VOLTAJE DEL RECEPTOR ES=1.00
LA POTENCIA GENERADA ES DL= 1.0
H= 6.0 D=1.0 X=1.400

LA FALLA SE INICIA EN .05 SEGUNDOS

T= .17200 PELEC= .00000 PMEC= 1.00000
W0= .0099510 DELT= 36.71109

LA FALLA SE LIBRA EN .33 SEGUNDOS

T= .34200 PELEC= 2.47582 PMEC= 1.00000
W0= .0218085 DELT= 98.91712

T= .51200 PELEC= 1.29707 PMEC= 1.00000
W0= .0086602 DELT= 149.12034

T= .68200 PELEC= -.14835 PMEC= 1.00000
W0= .0135788 DELT= 183.98854

T= .85200 PELEC= -2.40822 PMEC= 1.00000
W0= .0487089 DELT= 287.67733

T= 1.02200 PELEC= 1.74215 PMEC= 1.00000
W0= .0527085 DELT= 498.10150

T= 1.19200 PELEC= .31413 PMEC= 1.00000
W0= .0797020 DELT= 730.66150

T= 1.36200 PELEC= -2.33072 PMEC= 1.00000
W0= .0878451 DELT=1015.00072

T= 1.53200 PELEC= -2.49872 PMEC= 1.00000
W0= .0982412 DELT=1352.40790

T= 1.70199 PELEC= -2.31209 PMEC= 1.00000
W0= .1129852 DELT=1737.23737

T= 1.87199 PELEC= .19836 PMEC= 1.00000
W0= .1278382 DELT=2170.07330

T= 2.04199 PELEC= 2.13418 PMEC= 1.00000
W0= .1335100 DELT=2647.15301

T= 2.21199 PELEC= -2.47002 PMEC= 1.00000
W0= .1406976 DELT=3165.30576

T= 2.38199 PELEC= 2.01846 PMEC= 1.00000
W0= .1577232 DELT=3732.97223

T= 2.55199 PELEC= .60179 PMEC= 1.00000
W0= .1747847 DELT=4341.47888

T= 2.72198 PELEC= -2.05813 PMEC= 1.00000
W0= .1852508 DELT=4992.59064

T= 2.89198 PELEC= -2.47107 PMEC= 1.00000
W0= .1955002 DELT=5687.17004

ANGULO
MINIMO
20.69

ANGULO
MAXIMO

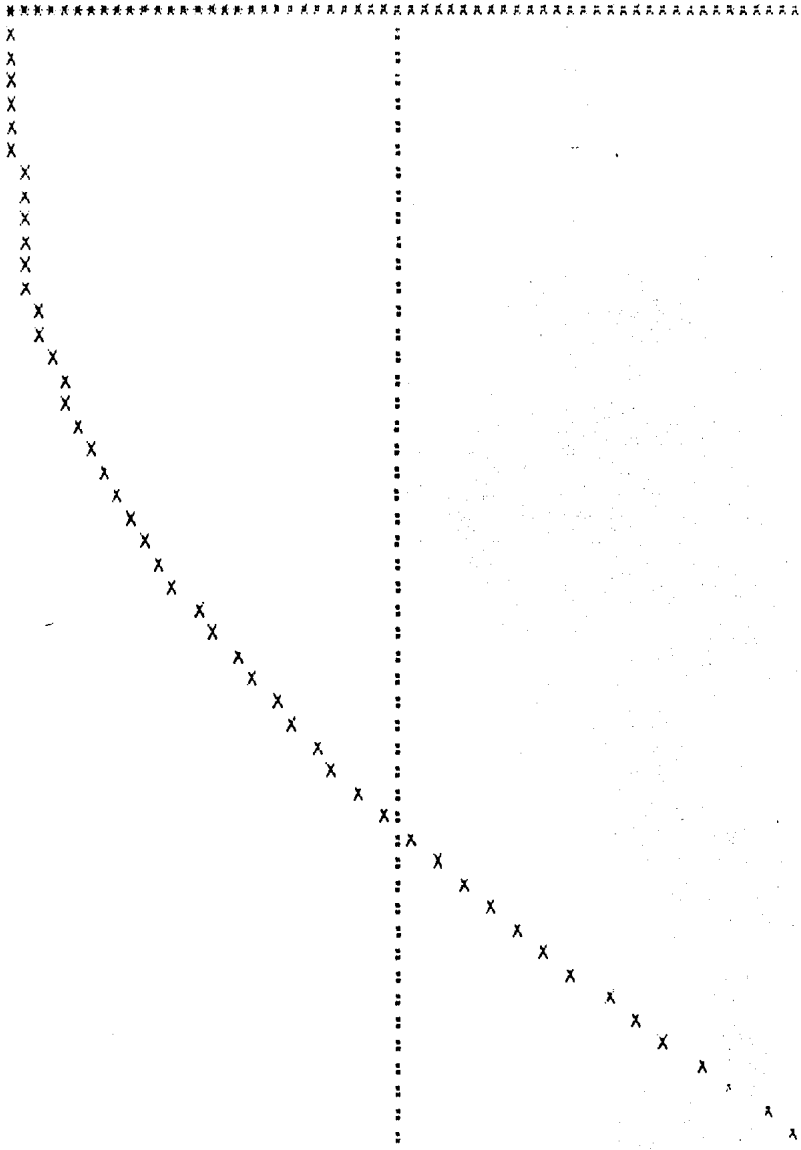


Fig. 2.11

EL INTERVALO DE INTEGRACION ES DE=.002SEGUNDOS
LA IMPRESION TABULAR ES CADA .17 SEGUNDOS
LA IMPRESION GRAFICA ES CADA .06 SEGUNDOS

EL VOLTAJE DEL GENERADOR ES=1.00 EL VOLTAJE DEL RECEPTOR ES=1.00
LA POTENCIA GENERADA ES DE= 1.0
H= 6.0 D=1.0 X=.400

LA FALLA SE INICIA EN .05 SEGUNDOS

T= .17200 PELEC= .00000 PMEC= 1.00000
W0= .0099540 DELT= 36.71439

LA FALLA SE LIBRA EN .32 SEGUNDOS

T= .34200 PELEC= 2.47948 PMEC= 1.00000
W0= .0197267 DELT= 98.19762

T= .51200 PELEC= 1.65950 PMEC= 1.00000
W0= .0045821 DELT= 138.60748

T= .68200 PELEC= 1.57396 PMEC= 1.00000
W0= -.0030676 DELT= 140.84788

T= .85200 PELEC= 2.35141 PMEC= 1.00000
W0= -.0159190 DELT= 109.16603

T= 1.02200 PELEC= .76002 PMEC= 1.00000
W0= -.0307764 DELT= 16.36894

T= 1.19200 PELEC= -1.99781 PMEC= 1.00000
W0= -.0009221 DELT= -53.08617

T= 1.36200 PELEC= .47367 PMEC= 1.00000
W0= .0301174 DELT= 12.22294

T= 1.53200 PELEC= 2.42900 PMEC= 1.00000
W0= .0158458 DELT= 104.37198

T= 1.70199 PELEC= 1.88745 PMEC= 1.00000
W0= .0002362 DELT= 130.98662

T= 1.87199 PELEC= 2.39434 PMEC= 1.00000
W0= -.0148801 DELT= 106.07451

T= 2.04199 PELEC= .78376 PMEC= 1.00000
W0= -.0297433 DELT= 16.98560

T= 2.21199 PELEC= -1.92346 PMEC= 1.00000
W0= -.0008724 DELT= -50.33612

T= 2.38199 PELEC= .51368 PMEC= 1.00000
W0= .0294235 DELT= 13.11526

T= 2.55199 PELEC= 2.45451 PMEC= 1.00000
W0= .0148634 DELT= 101.58829

T= 2.72198 PELEC= 2.10859 PMEC= 1.00000
W0= -.0023875 DELT= 122.39209

T= 2.89198 PELEC= 2.47415 PMEC= 1.00000
W0= -.0210714 DELT= 80.84233

ANGULO
MINIMO
-52.96

ANGULO
MAXIMO
143.16

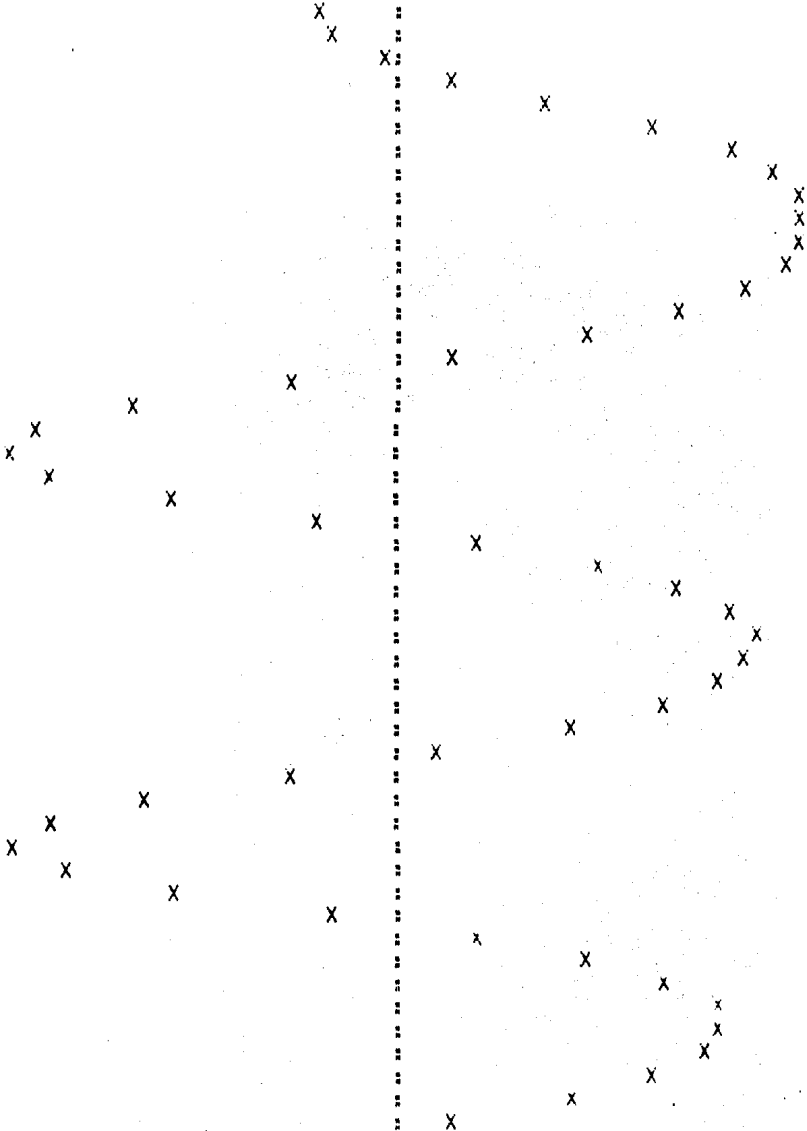


Fig. 2.12

B. ESTABILIDAD DINAMICA

En el estudio de la estabilidad dinámica se incluyen los dispositivos de control que pueden afectar en forma positiva la estabilidad del sistema.

Anteriormente se les consideraba en el estudio después de la primera oscilación, que en un sistema típico es de aproximadamente 1 segundo; actualmente existen dispositivos que actúan tan rápida y eficazmente que ese criterio tiende a desaparecer, aplicándose ahora en el estudio de estabilidad transitoria estos sistemas de control.

C. ESTABILIDAD EN REGIMEN ESTABLE

Implica cambios graduales tan lentos, que el sistema se considera siempre en régimen estable. Este análisis es en función del estado en que se encuentre el sistema.

Las principales diferencias entre la estabilidad en régimen estable y la estabilidad en régimen transitorio son las siguientes:

- 1.- En el régimen estable no se consideran oscilaciones de δ como sucede en el régimen transitorio.
- 2.- El valor del límite de estabilidad en el régimen transitorio depende del tiempo de interrupción de la falla (el límite aumenta, por lo general, disminuyendo el tiempo de interrupción). En el régimen estable el límite de estabilidad es constante, ya que depende de los parámetros del sistema y éstos se supone que no cambian.
- 3.- En el régimen estable el límite de estabilidad se considera a 90° el ángulo máximo, y el de estabilidad transitoria tiene un ángulo mayor.

La ecuación del ángulo de potencia es la misma que se desarrolla para la estabilidad en régimen transitorio:

$$P = \frac{E_1 E_2}{X} \sin \delta$$

En la curva de potencia que se indica a continuación (Figura 2.13)

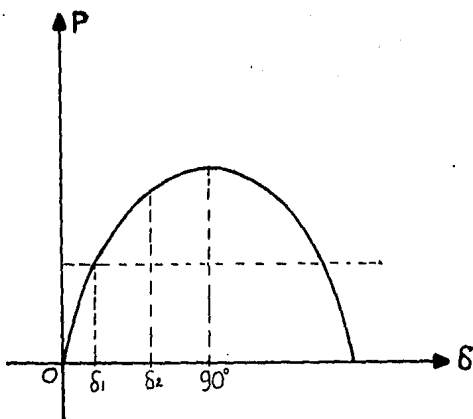


Fig 2.13

Se observa que al aumentar δ , para valores mayores de 90° , la potencia disminuye, y en estas condiciones el problema es encontrar el punto de equilibrio. Es decir, el sistema es estable para $\delta < 90^\circ$ si los voltajes internos son constantes, pero en la realidad ocurre que no lo son, lo que complica el problema, ya que se trata de encontrar el límite de estabilidad si los voltajes no son constantes.

CAPITULO III
METODOS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

III.1. INTRODUCCION.

La estabilidad de un sistema de potencia es determinada, principalmente, por parámetros de diseño de sus componentes: impedancias e inercias de los generadores, transformadores y líneas de transmisión, condiciones de carga y por los dispositivos fundamentales que controlan voltaje y frecuencia (V y f).

Existen métodos para mejorar la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia; de ellos analizaremos los más importantes.

III.2. METODOS PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD.

a). INERCIA MECANICA. La inercia mecánica tiene efectos notables sobre la estabilidad transitoria. Entre más pesada sea la máquina, mayor será el período de oscilación propia del rotor contribuyendo así a mejorar la estabilidad.

Al diseñar unidades con la mayor inercia (H) posible, se debe tender al punto de equilibrio entre inercia alta y costo de la máquina: al aumentar H de la máquina aumenta el material de construcción y por lo tanto aumentará el costo de la unidad.

La constante de inercia (H) se define como la mitad del tiempo necesario para que la máquina alcance su velocidad nominal partiendo del reposo cuando se le aplica un par mecánico igual al par nominal de la misma.

La constante de inercia (H) del sistema se puede determinar tomando como base la derivada de la frecuencia en el momento del rechazo en base a la ecuación siguiente:

$$\frac{df}{dt} = \frac{\Delta P}{2H} \times 60 \left[\frac{\text{Hz}}{\text{seg}} \right] \quad (3.1)$$

La constante de inercia H es un parámetro muy importante cuando se habla de la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia. Si bien no tiene relación directa con las reactancias, controles y compensadores, está íntimamente ligada con las consideraciones que se hacen para la selección de ellas.

b). IMPEDANCIA INTERNA DE LOS GENERADORES. Es importante que la impedancia interna de la máquina sea lo más pequeña posible; en consecuencia, el ángulo interno (δ) de la unidad será menor dándonos un mayor margen de estabilidad.

c). IMPEDANCIA DE LOS TRANSFORMADORES. De igual manera que es importante el hecho de que los generadores tengan una impedancia interna pequeña, lo es también que los transformadores que interconectan a los generadores con las líneas de alta tensión también tengan una baja impedancia.

d). DEVANADOS DE AMORTIGUAMIENTO. Los devanados de amortiguamiento que se encuentran en los polos de las máquinas síncronas ayudan a mejorar la estabilidad ya sean de alta o baja resistencia; sin embargo, desde el punto de vista de estabilidad, los devanados de amortiguamiento de baja resistencia ofrecen ventajas superiores.

Es posible aumentar o incrementar la relación de amortiguamiento por medio de la adición de devanados amortiguadores; estos circuitos constan de barras conductoras colocadas axialmente en las superficies de los polos del rotor, o alrededor de su periferia si se trata de una máquina sin salientes; en cada extremo del rotor, un anillo corto-circuita las terminales de todas las barras amortiguadoras.

e). CONEXION DE CAPACITORES EN SERIE. Para evitar la inestabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) en caso de oscilación, es necesario disminuir las impedancias de las redes conectando capacitores en serie. (ver figura 3.1.)

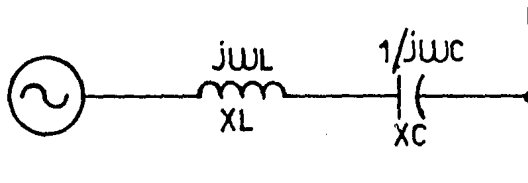


Fig. 3.1

de donde $X_T = X_L + X_C \longrightarrow$ REACTANCIA TOTAL

por lo tanto la impedancia total será:

$$Z_T = jwL + \frac{1}{jwc} = j \left(wL - \frac{1}{wc} \right) \quad (3.2)$$

La reducción de la reactancia por medio de capacitores en serie está limitada a reducir hasta un valor máximo del 50% de jwL , de lo contrario se encontraría en los límites de resonancia (sabemos que un circuito está en resonancia cuando $X_L = X_C$). Los capacitores en serie han sido sugeridos como un medio para neutralizar el impacto de la pérdida de una línea cuando se tienen las líneas en paralelo. Con el valor apropiado de un capacitor en serie, la reactancia total de una línea, con una de sus secciones o circuitos fuera de servicio, puede ser igual a la reactancia del circuito bajo condiciones normales, para las cuales el capacitor es corto-circuitado.

f). ELIMINACION SELECTIVA Y DEFINITIVA. Con ello se elimina únicamente la línea fallada. Siempre que se tengan dos o más líneas en paralelo y que por una falla se disparó una de ellas, que las otras tengan la capacidad de transmitir la energía de la línea que se disparó o, en su defecto, por medio de un mecanismo que nos baje la generación para no perder la estabilidad del sistema.

No podemos pasar por alto la posibilidad de cosas obvias, como un sistema de relevadores más rápido y confiable, con especial atención a las consecuencias de la operación de las protecciones de respaldo y la adopción del recierre rápido en forma automática. En base a que la mayoría de las fallas son monofásicas, si se usan interruptores que operen en forma indepen-

diente por fase, la interrupción únicamente de la fase fallada por fallas - de fase a tierra permite transmitir potencia por las otras dos y, consecuentemente, se tiene un lapso mayor para la recuperación del sincronismo.

g). PLANEACION DEL VOLTAJE EN LAS LINEAS DE TRANSMISION. Un medio eficaz para mejorar la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), es el de seleccionar, en la etapa de planeación, la tensión de transmisión más alta posible desde un punto de vista económico satisfactorio. Así, con altos niveles de voltaje, las condiciones de estabilidad serán mejores para unidades y líneas, ya que en las unidades el ángulo interno (δ) será menor , mejorando la estabilidad.

h). DISPARO AUTOMATICO DE GENERACION. Como ya se ha demostrado, durante una falla eléctrica en las LT's se presenta el fenómeno de aceleración lo que - podría llevar a la inestabilidad si no se mantiene un equilibrio de energía cinética. Una solución al problema y que se ha extendido ampliamente, es - la de disparar ciertas unidades con el fin de mantener ese equilibrio. La - desventaja de aplicar este procedimiento es que se deja de contar con energía cuando más se le necesita, de ahí que sea importante analizar a detalle la aplicación específica.

i). DISPARO AUTOMATICO DE CARGA. La aplicación de este automatismo es similar a la del punto anterior, con la diferencia de que en vez de disparar algún generador se dispara la carga.

j.) USO DE VALVULEO RAPIDO. Una de las causas de la inestabilidad en un sistema eléctrico de potencia es el exceso de energía que suministra la turbina durante el período en que se presente el disturbio, de tal manera que si por algún medio se reduce la energía de la turbina, el problema de la aceleración del generador se reducirá. Como este caso ha sido considerado para turbinas de vapor que impulsan generadores, se usa algún indicador de una falla severa para disparar rápidamente un cierre temporal de la válvula interceptou

ra reduciendo la potencia de entrada tan rápidamente como sea posible para disminuir la oscilación inicial del generador.

k). RESISTENCIA DE CARGA. También puede limitarse el penduleo del generador durante un disturbio, controlando la potencia de salida. Esto puede lograrse con la aplicación de resistencias de carga cuya función es proporcionar carga artificial al generador para sustituir la carga real que tiene que alimentar al sistema, de tal manera que si las resistencias tienen un valor apropiado, la potencia de aceleración tendrá un valor que prácticamente puede desprejarse. Sus resistencias de carga son usadas particularmente en sistemas hidráulicos, puesto que los tiempos de cierre de las compuertas y la inercia del agua, pueden no permitir la adopción de las medidas análogas a aquella como el valvuleo rápido para el caso de turbinas de vapor.

l). COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA. Cuando las líneas de transmisión que enlazan a las centrales con los centros de carga son muy largas, es más factible la pérdida de estabilidad y es cuando la aplicación de dispositivos que regulen el voltaje en puntos intermedios encuentra su campo de acción. Entre estos dispositivos los condensadores síncronos han sido los que más se han utilizado; sin embargo, con el gran desarrollo de la electrónica de potencia, los sistemas de compensación estática de potencia reactiva los están desplazando, tanto por justificaciones de tipo económico como por su gran rapidez de respuesta.

m). UTILIZACION DE REGULADORES DE VOLTAJE. Utilizando reguladores de voltaje de respuesta rápida, para el caso de falla eléctrica en alguna parte del sistema, el voltaje tenderá a disminuir, y si los reguladores no son de respuesta rápida permitirán que las unidades entren a la zona de inestabilidad dado que el regulador permitió que el voltaje del generador bajara y, por lo tanto, el sistema oscilará perdiendo la estabilidad.

Los reguladores deban mandar sobre-excitar en un tiempo muy corto y de

esta forma disminuirá el ángulo interno del alternador para no perder el -- sincronismo.

n). INTRODUCCION DE SEÑALES EXTERNAS. La solución propuesta, en muchos casos, ha sido la de introducir señales externas al sistema de excitación del generador, de tal manera que la excitación responda directamente a la oscilación. A estos dispositivos se les ha llamado "estabilizadores de potencia," y su función es la de introducir un coeficiente de amortiguamiento positivo, mismo que tenderá a hacer menos oscilatoria la respuesta del regulador de - voltaje mejorando la estabilidad en forma drástica.

ñ). DISPARO Y RECIERRE MONOPOLAR. Es la utilización de ciertos automatismos que permitan eliminar sólo la fase fallada, para posteriormente recerrarla. Todo ello con el fin de evitar desenlaces en la interconexión en los sistemas eléctricos de potencia.

CAPITULO IV
APLICACION DE RECIERRE MONOPOLAR
EN LINEAS DE ALTA TENSION

IV.1. INTRODUCCION.

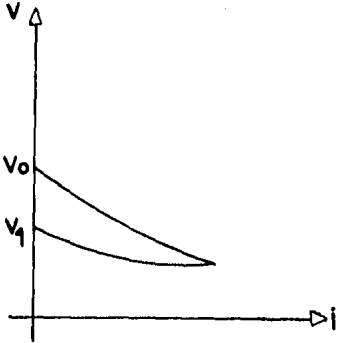
Para realizar la transmisión de energía eléctrica debemos tener en cuenta, como ya se mencionó anteriormente, los costos de líneas de transmisión, el derecho de vía, etc.

Además de considerar dichos factores se ha encontrado que la implementación de un esquema de disparo y recierre monopolar comprende grandes ventajas en la transmisión de la energía eléctrica. Su importancia radica en el hecho de que más del 90% de las fallas son monofásicas y transitorias y, por lo tanto, un recierre después de una falla tiene altas posibilidades de éxito. Sin embargo, podrían existir limitaciones que enfrentar debidas al tiempo muerto necesario para extinguir el arco secundario y desionizar el aire donde se produjo el arco. Esto es, cuando se trata de abrir un circuito eléctrico entre los dos electrodos que se separan se produce un arco eléctrico que mantiene la continuidad del circuito permitiendo que siga circulando una corriente.

El arco está constituido por electrones y gas ionizado a temperaturas muy elevadas (2500 a 10,000°C). Así pues, el arco es un conductor gaseoso en el cual, al contrario de lo que sucede con los conductores metálicos ordinarios, la caída de potencial varía en proporción inversa a la intensidad de la corriente.

En efecto, si se aplica una diferencia de potencial entre dos electrodos, se comprueba que el arco se inicia para dar un valor determinado V_0 . Si se hace aumentar la intensidad de la corriente, la caída de potencial a través del arco disminuye. El arco más caliente y más ionizado ofrece una resistencia menor al paso de la corriente. Si la intensidad de la corriente decrece, la característica CAIDA DE POTENCIAL - INTENSIDAD DE CORRIENTE pasa por

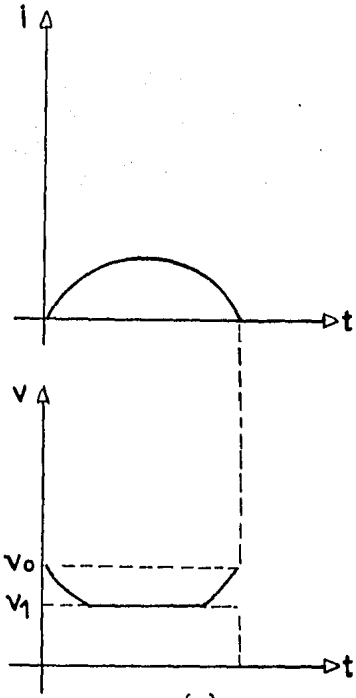
debajo de la característica que se obtiene al aumentar la corriente y el arco se extingue para una diferencia de potencial entre los electrodos de $V_1 < V_0$. Veamos la figura 4.1 (a).



(a)

Caída de potencial a través de un arco eléctrico en función de la intensidad de corriente

Arco eléctrico debido a una corriente alterna



(b)

Fig. 4.1

La diferencia de potencial entre los extremos de un arco recorrido por una corriente senoidal para una distancia constante entre electrodos, tiene la forma que se indica en la figura 4.1 (b).

IV.2 EXTINCION DEL ARCO SECUNDARIO.

Cuando uno de los conductores de una línea trifásica se abre en ambos extremos para aislar una falla a tierra, se acopla en forma capacitiva e inductiva a los dos conductores que no están fallados y que están a tensión nominal llevando la corriente de carga. Este acoplamiento alimenta la

corriente en el arco y lo mantiene.

Una vez abierto el conductor fallado, a la corriente que circula por el arco se le llama corriente secundaria. La extinción del arco depende de la magnitud de esta corriente, del voltaje de recuperación, de la longitud del arco, la velocidad del viento, etc. De todos estos factores, tal vez el más importante es la magnitud de la corriente secundaria, de manera que dependiendo de ésta se puede saber si el arco se extinguirá o no y en que tiempo.

La figura 4.2 muestra los resultados de pruebas tanto de campo como de laboratorio.

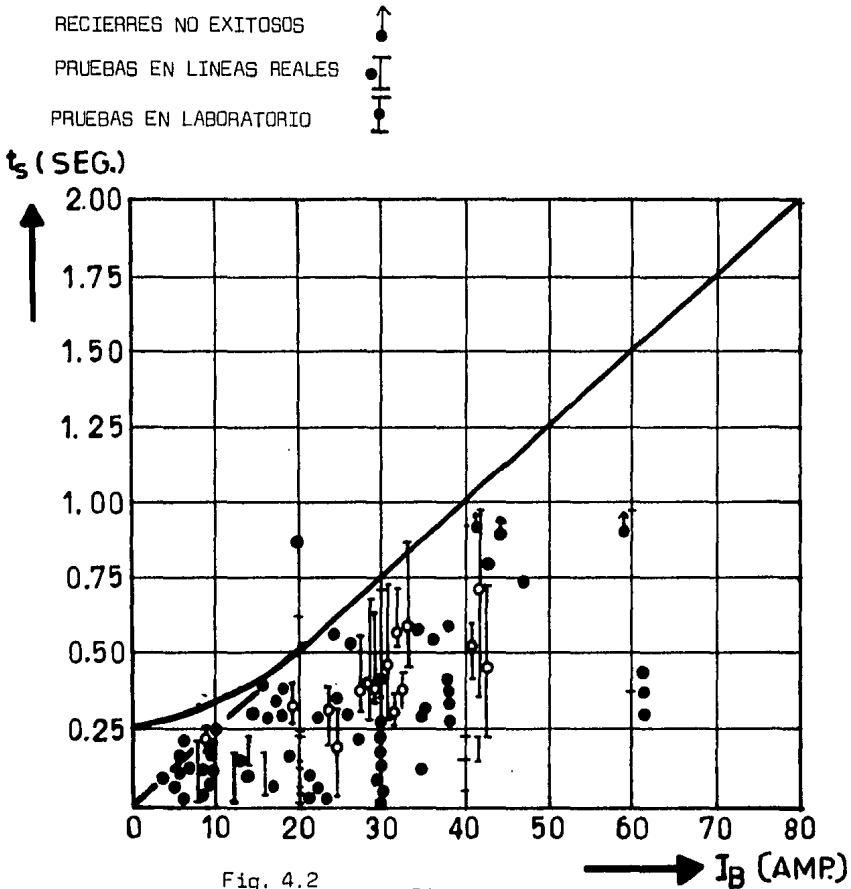


Fig. 4.2

Como se puede observar, el tiempo de recierre tiene un mínimo de 0.25 segundos que corresponden a 15 ciclos y después crece en forma lineal con la corriente de arco secundario; sin embargo, debido a todos los factores que intervienen, el tiempo de extinción del arco es completamente aleatorio y la recta está representando el tiempo máximo recomendable para realizar un recierre exitoso.

Aunque se muestra que es posible extinguir el arco con una corriente mayor de 40 amperes, no es recomendable realizarlo debido a que el tiempo para eliminarlo es mayor a 1 segundo (60 ciclos), lo que puede presentar problemas de estabilidad o de calentamiento en generadores o motores por la circulación de corriente de secuencia negativa.

Por lo tanto, conociendo la magnitud de la corriente del arco secundario, se podrá determinar si es posible adaptar sin mayor problema un esquema de disparo y recierre monopolar en una línea de transmisión.

IV.3. ANALISIS DINAMICO Y DE DESBALANCE.

Con el fin de analizar la factibilidad de incluir el esquema de disparo y recierre monopolar en un sistema determinado, se hace un estudio en el que se simula la apertura de una fase con su correspondiente recierre; lo anterior, para definir el tiempo muerto crítico o la máxima potencia a transmitir en un tiempo muerto determinado. Para ello es necesario encontrar la red equivalente a este disturbio. Veamos la aplicación del método de las componentes simétricas al estudio de los sistemas trifásicos desequilibrados.

Este método se basa en la sustitución del sistema trifásico desequilibrado por tres sistemas trifásicos equilibrados que, combinados en forma adecuada, son equivalentes al sistema original. Esto es que sustituye el cálculo del sistema trifásico desequilibrado por el cálculo de tres sistemas trifásicos equilibrados, los cuales se combinan aplicando el principio de superposición.

Estudio del método de las componentes simétricas:

Operador a: se define el operador a como un número complejo de módulo unitario y de argumento $\frac{2\pi}{3} = 120^\circ$ (4.1)

Al multiplicar un fasor por el operador a, se obtiene un nuevo fasor de igual módulo que el primero y girado 120° en el sentido positivo de los ángulos.

De la definición del operador a resultan evidentes las siguientes relaciones:

$$a = 1 \angle 120^\circ = \cos 120^\circ + j \sin 120^\circ = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j120^\circ} \quad (4.2)$$

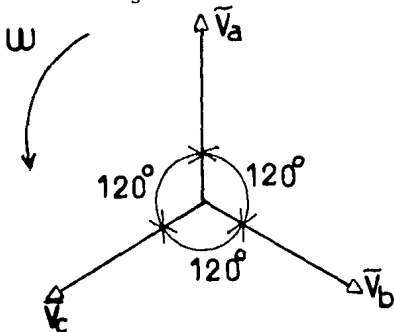
$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = \cos 240^\circ + j \sin 240^\circ = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j240^\circ} \quad (4.3)$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = \cos 360^\circ + j \sin 360^\circ = 1 + j0 = e^{j360^\circ} \quad (4.4)$$

sabiendo que:

$$a + a^2 + a^3 = a + a^2 + 1 = 0 \quad (4.5)$$

Haciendo uso del operador a puede describirse un sistema trifásico senoidal equilibrado como, por ejemplo, el representado por el sistema de fasores de la figura 4.3.



$$\tilde{V}_a = 1 \cdot \tilde{V}_a \quad (4.6)$$

$$\tilde{V}_b = a^2 \tilde{V}_a \quad (4.7)$$

$$\tilde{V}_c = a \tilde{V}_a \quad (4.3)$$

Fig. 4.3 Sistema de tres fasores que representan los voltajes de un sistema trifásico equilibrado

Descomposición de un sistema trifásico desequilibrado en sus componen -
tes simétricas.

Todo sistema trifásico senoidal desequilibrado, representado por tres
fasores desequilibrados, puede sustituirse por la suma de tres sistemas de
fasores simétricos: un sistema directo o de secuencia positiva, un sistema
inverso o de secuencia negativa y un sistema homopolar o de secuencia cero,
que constituyen las componentes simétricas del sistema desequilibrado.

Definición del sistema directo o de secuencia positiva: es un sistema
trifásico equilibrado que puede representarse por tres fasores de igual mó-
dulo, que forman un ángulo entre dos fasores consecutivos de 120° y que tie-
nen una secuencia de fases a b c como se muestra en la figura 4.4

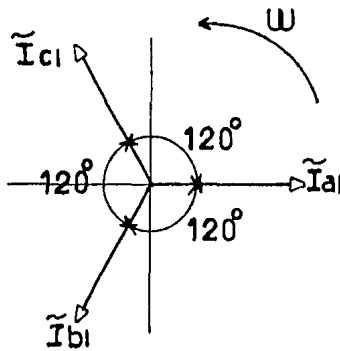


Fig. 4.4 Sistema de fasores de secuencia
positiva

Utilizando el operador a , puede escribirse:

$$\widetilde{I}_{b1} = a^2 \widetilde{I}_{a1} \quad (4.9)$$

$$\widetilde{I}_{c1} = a \widetilde{I}_{a1} \quad (4.10)$$

Definición del sistema inverso o de secuencia negativa: es un sistema
trifásico equilibrado que puede representarse por tres fasores de igual mó-

dulo, que forman un ángulo entre dos fasores consecutivos de 120° y que tienen una secuencia de fases a c b como se muestra en la figura 4.5.

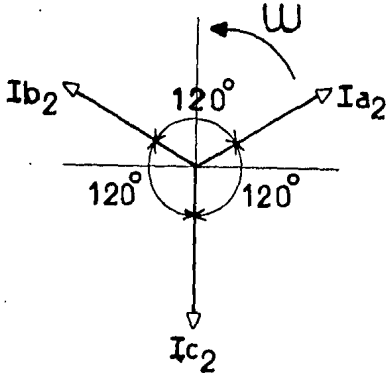


Fig 4.5 Sistema de fasores de secuencia negativa

Utilizando el operador \underline{a} , se puede escribir:

$$\widetilde{I}_{b_2} = a \widetilde{I}_{a_2} \tag{4.11}$$

$$\widetilde{I}_{c_2} = a^2 \widetilde{I}_{a_2} \tag{4.12}$$

Definición del sistema homopolar o de secuencia cero: es un sistema trifásico que puede representarse por tres fasores de la misma magnitud y mismo ángulo de fase. Ver figura 4.6.

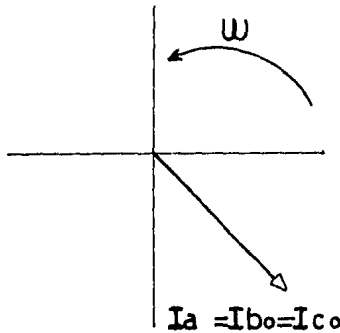


Fig. 4.6 Sistema de fasores de secuencia cero

La suma de los tres sistemas (sec. +, sec. -, sec.cero) nos da lo que se representa en la figura 4.7.

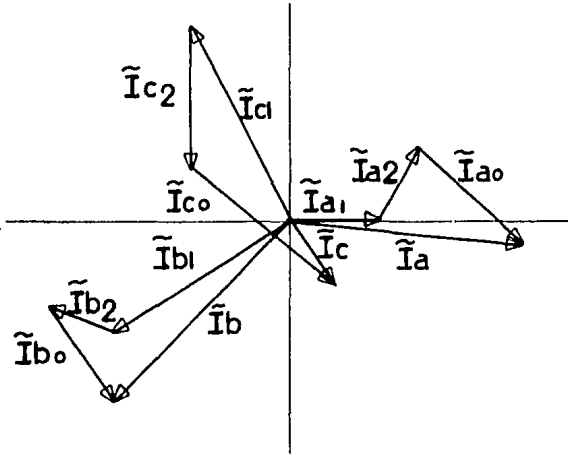


Fig. 4.7

En general cualquier sistema de tres fasores desequilibrados puede expresarse como la suma de tres sistemas de secuencia positiva, negativa y ce ro.

Así pues:

$$\widehat{I}_a = \widehat{I}_{a_1} + \widehat{I}_{a_2} + \widehat{I}_{a_0} \quad (4.13)$$

$$\widehat{I}_b = \widehat{I}_{b_1} + \widehat{I}_{b_2} + \widehat{I}_{b_0} \quad (4.14)$$

$$\widehat{I}_c = \widehat{I}_{c_1} + \widehat{I}_{c_2} + \widehat{I}_{c_0} \quad (4.15)$$

Manipulando las tres ecuaciones anteriores llegamos a los siguientes resultados:

$$\widehat{I}_{a_0} = \frac{\widehat{I}_a + \widehat{I}_b + \widehat{I}_c}{3} \quad (4.13')$$

$$\widehat{I}_{a_1} = \frac{\widehat{I}_a + a\widehat{I}_b + a^2\widehat{I}_c}{3} \quad (4.14')$$

$$\widetilde{I}_{a_2} = \frac{\widetilde{I}_a + a^2 \widetilde{I}_b + a \widetilde{I}_c}{3} \quad (4.15')$$

Simulación de la apertura de una fase.

En la figura 4.8 se ilustra el conductor de la fase a, abierto

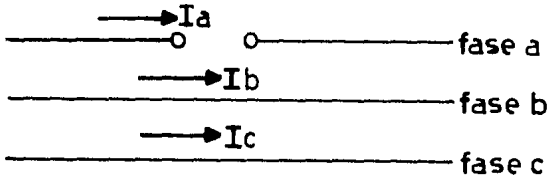


Fig. 4.8

sabemos que:

$\widetilde{I}_a = \widetilde{I}_{a_1} + \widetilde{I}_{a_2} + \widetilde{I}_{a_0} = 0$, por lo tanto las mallas de secuencia positiva, negativa y cero estarán en paralelo. Ver figura 4.9.

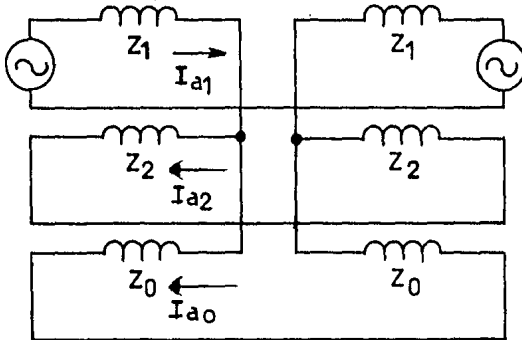


Fig. 4.9

donde:

$$I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0} = 0 \quad (4.16)$$

Consecuentemente, en el estudio dinámico para simular la fase abierta, se encontrará en serie a la línea el paralelo del equivalente de la red de

secuencia negativa y cero; así pues: Ver figura 4.10.

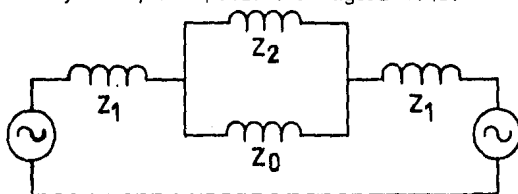


Fig 4.10.

Este circuito servirá para calcular las corrientes y voltajes de desbalance en la red, con el fin de calibrar y coordinar las protecciones eléctricas, así como para conocer la corriente de secuencia negativa que se podrá presentar en los generadores.

IV.4. CORRIENTES DESBALANCEADAS EN EL GENERADOR.

Las corrientes desbalanceadas originan corrientes del doble de la frecuencia del sistema que se introducirán en el hierro del rotor, las cuales, en un momento dado, podrían provocar un sobrecalentamiento.

El tiempo que un generador síncrono podrá estar trabajando en este régimen de funcionamiento, puede expresarse en la fórmula:

$$\int_0^T i_2^2 dt = K \quad (4.17)$$

desarrollando la expresión (4.17)

$$K = \int_0^T i_2^2 dt = i_2^2 \int_0^T dt = i_2^2 [t]_0^T = i_2^2 T$$

se obtiene:

$$T = \frac{K}{i_2^2} \quad (4.18)$$

Donde i_2 es la componente de secuencia negativa, y K es una constante que dependerá de las características del generador y será igual a 30, para generadores de rotor liso y K = 40, para generadores de rotor de polos salientes. Aunque se ha visto que el sistema con disparo y recierre monopolar provoca valores muy por abajo de los críticos, es conveniente revisar

éstos, con el fin de detectar posibles limitaciones.

IV.5. MODELO DE LA LINEA.

La línea de transmisión se puede modelar con bastante aproximación por parámetros concentrados.

Ahora consideremos los fenómenos transitorios en sistemas lineales con constantes concentradas.

Los fenómenos transitorios debidos a la interrupción, o a la conexión de circuitos, pueden representarse matemáticamente por la introducción súbita de fuentes de voltaje o de corriente en el circuito equivalente que representa el sistema. El circuito, que originalmente estaba operando en régimen permanente, pasa por un período transitorio hasta alcanzar un nuevo estado permanente.

El estudio de los fenómenos transitorios se simplifica si se representan los distintos elementos del sistema mediante circuitos equivalentes en los que se consideran concentradas la resistencia, la inductancia y la capacitancia.

En general pueden tratarse como circuitos con constantes concentradas, aquellos en los que las dimensiones de los circuitos son pequeñas.

El estudio de fenómenos transitorios en circuitos eléctricos con constantes concentradas, requiere de la solución de ecuaciones lineales integro-diferenciales.

La figura 4.11 nos muestra el modelo de la línea.

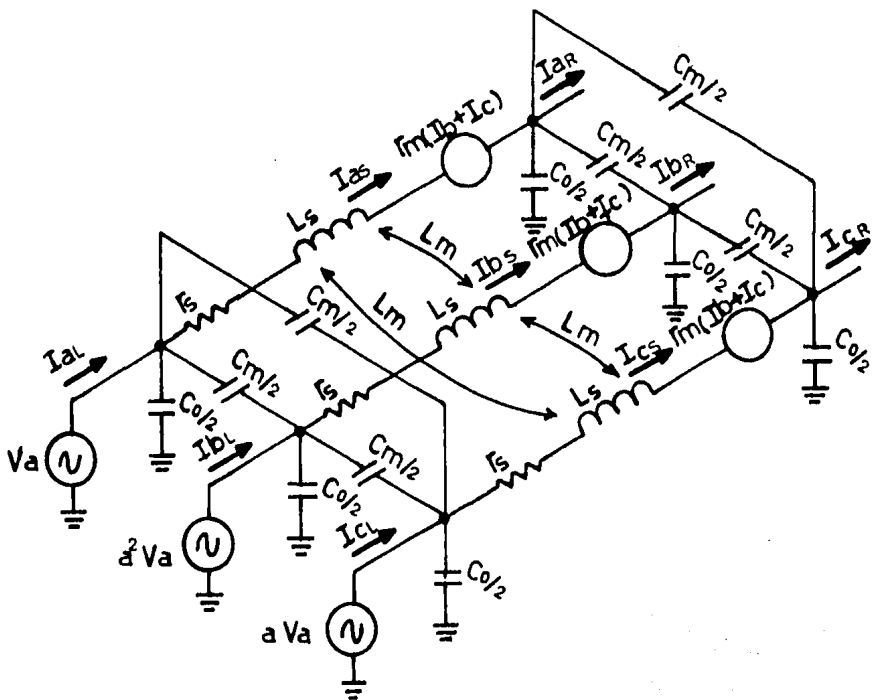


Fig. 4.11

En donde

$$C_m = \frac{1}{3} (C_1 - C_0) \quad (4.19)$$

$$L_s = \frac{1}{3} (L_0 + 2L_1) \quad (4.20)$$

$$R_s = \frac{1}{3} (r_0 + 2r_1) \quad (4.21)$$

$$r_m = \frac{1}{3} (r_0 - r_1) \quad (4.22)$$

$$L_m = \frac{1}{3} (L_0 - L_1) \quad (4.23)$$

donde

C_m - capacitancia entre fases

L_s - inductancia propia de la línea

L_m - inductancia entre fases

R_s - resistencia propia de la línea

IV.6. CORRIENTE DE ARCO SECUNDARIO Y VOLTAJE DE RECUPERACION DEBIDO AL EFECTO CAPACITIVO.

Como ya se ha mencionado la corriente del arco secundario puede estar afectada por el efecto capacitivo de la línea, en consecuencia, para determinar la magnitud de la corriente debido a este efecto, nos auxiliaremos de la figura 4.12, la cual es una simplificación del modelo general de la línea.

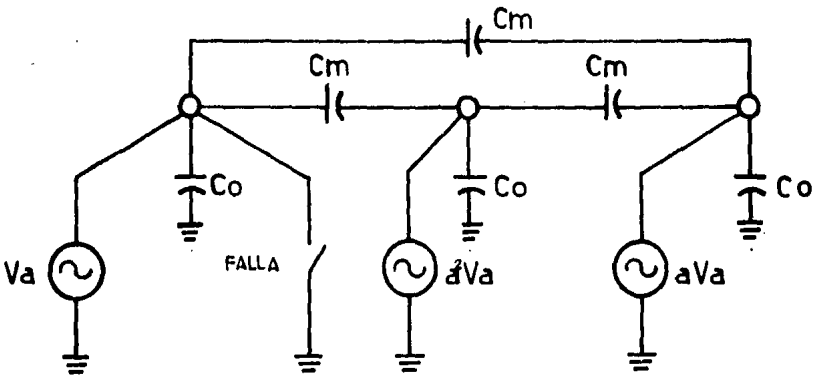


Fig. 4.12

que se puede simplificar y queda como se muestra en la figura 4.13 (a).

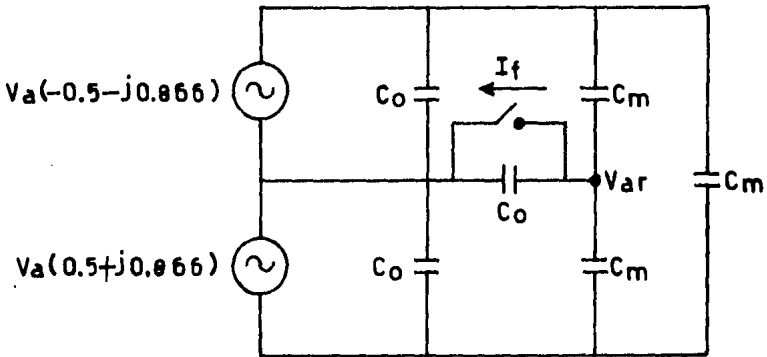


Fig 4.13 (a)

donde Var = voltaje de recuperación.

Que se puede simplificar y queda como:

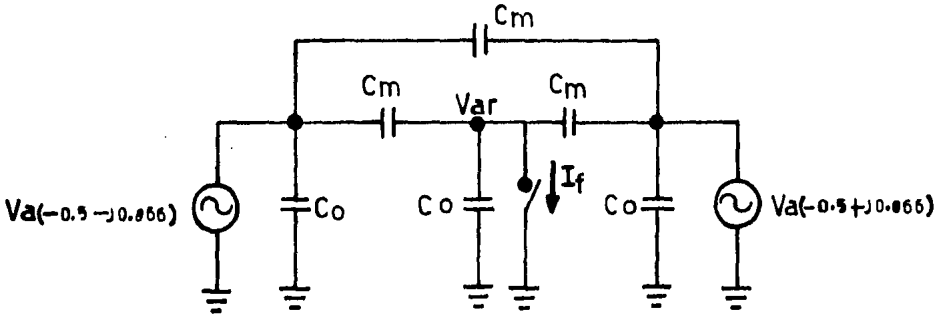


Fig. 4.13 (b)

Si utilizamos la figura 4.13 (b) podemos calcular la corriente del arco secundario y el voltaje de recuperación.

De esta figura se observa que las componentes imaginarias de las fuentes de tensión son de tal magnitud y sentido, que se nulifican entre sí; — por ello no se tomarán en cuenta en el cálculo y entonces con el interruptor que representa la falla cerrada, se tendrá una corriente:

$$I_f = -0.5 V_a B'm - .5 V_a B'm = -V_a B'm \quad (4.24)$$

Nota: Los capacitores (C_o) que están en paralelo con las fuentes, y la capacitancia mutua (C_m) entre los nodos 1 y 2, no influyen en el cálculo de la corriente de falla.

De tal manera: considerando las figuras 4.14 (a) y 4.14 (b)

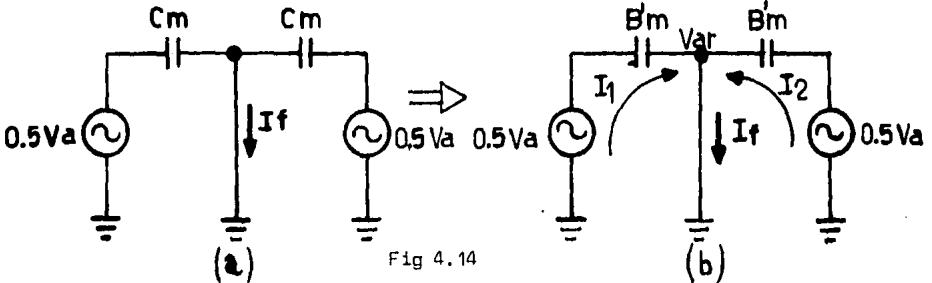


Fig 4.14

$$IF_c = I_1 + I_2 \quad (4.25)$$

$$I_1 = 0.5 VaB'm \quad (4.26)$$

$$I_2 = 0.5 VaB'm \quad (4.27)$$

donde

$$B'm = jw(c_1 - c_0)/3 = \frac{B'_1 - B'_0}{3} \quad (4.28)$$

Sustituyendo (4.26) y (4.27) en (4.25) tendremos la IF debida al efecto capacitivo.

$$IF_c = 0.5Va B'm + 0.5VaB'm$$

entonces

$$IF_c = VaB'm \quad (4.29)$$

sustituyendo (4.28) en (4.29) se obtiene la expresión

$$IF_c = \frac{Va(B'_1 - B'_0)}{3} \quad (4.30)$$

En donde B'm es la susceptancia capacitiva entre fases.

Cuando la falla ha desaparecido, el voltaje de recuperación Var será:
(Ver figura 4.15).

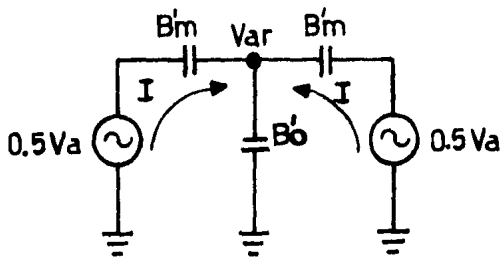


Fig 4.15

Analizando el circuito por mallas:

$$.5 V_a - \frac{I}{B'm} - \frac{2I}{B'O} = 0$$

$$.5 V_a - I \left(\frac{1}{B'm} + \frac{2}{B'O} \right) = 0$$

$$I = \frac{.5V_a}{\frac{1}{B'm} + \frac{2}{B'O}} = \frac{.5V_a}{\frac{B'O + 2B'm}{B'mB'O}} = \frac{.5V_a B'm B'O}{B'O + 2B'm}$$

$$\text{Var} = 2I/B'O$$

entonces

$$\text{Var} = \frac{.5V_a B'm B'O}{B'O + 2B'm} \times 2 \qquad \text{Var} = \frac{V_a B'm}{B'O + 2B'm}$$

como $B'm = \frac{B'_i - B'_o}{3}$

$$\text{Var} = V_a \left(\frac{B'_i - B'_o}{3} \right) / B'O + 2 \left(\frac{B'_i - B'_o}{3} \right) = \frac{|V_a| \frac{B'_i - B'_o}{3}}{3B'O + 2(B'_i - B'_o)}$$

$$\text{Var} = \frac{|V_a| (B'_i - B'_o)}{2 B'_i + B'_o} \qquad (4.31)$$

En donde $B'O$ es la susceptancia capacitiva con respecto a tierra, entonces la magnitud de la corriente del arco dará la pauta para compensar el sistema y, en caso afirmativo, se procederá a hacerlo.

IV.7. CORRIENTE DE ARCO SECUNDARIO DEBIDO AL ACOPLAMIENTO INDUCTIVO.

Cuando se está transmitiendo potencia a través de la línea en la que se está aplicando el esquema de disparo y recierre monopolar, el flujo circulará temporalmente por las dos fases que permanecen cerradas y éste, a su vez, inducirá un voltaje en la fase abierta que provocará una circulación de corriente por la línea.

Para poder especificar la magnitud de la corriente habrá que determinar primero el circuito equivalente de la fase abierta, y para esto es necesario encontrar un equivalente de la capacitancia de la fase abierta a tierra.

Como principio se convertirá el circuito delta en una estrella equivalente. (Ver figuras 4.16 y 4.17).

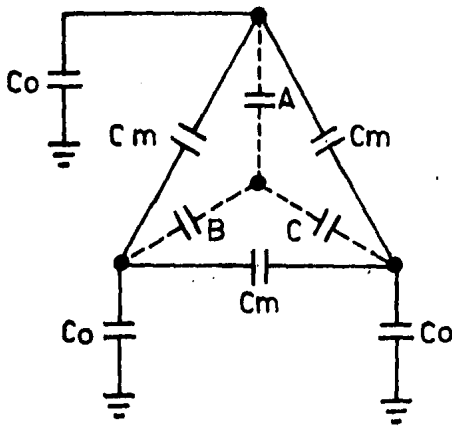


Fig. 4.16

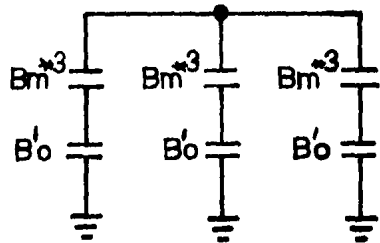


Fig. 4.17

Conversión $\Delta - Y$

$$A = \frac{C_m \cdot C_m}{C_m + C_m + C_m} = \frac{C_m}{3} = C_Y$$

sabemos que

$$C_Y = \frac{1}{B_Y} = \frac{1}{3} \cdot \frac{1}{B'_m}$$

$$B_Y = 3B'_m \quad (4.32)$$

Análogamente:

$$B = C = B_Y = 3B'_m \quad (4.33)$$

De la figura 4.17 se obtiene

$$V_o = \frac{I_o}{B_o} = X_o' I_o \quad (4.34)$$

Sabemos que:

$B_m' = 1/3 (B_1' - B_o')$ entonces $3B_m' = (B_1' - B_o')$ que se podrá descomponer en otro circuito, de acuerdo a las componentes de secuencia positiva y cero que circulan por cada capacitor.

Desde el punto de vista de la secuencia positiva las dos estrellas es-

tarán en paralelo y darán una susceptancia equivalente a B_1' lo que dará el siguiente circuito: (Ver figura 4.18 a y b)

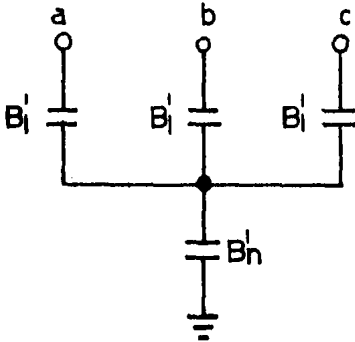


Fig.4.18 (a)

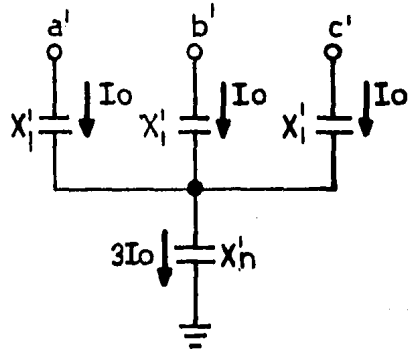


Fig.4.18 (b)

Donde $B_1' = (B_m \times 3) / B_0'$

Si a la figura le aplicamos componentes de secuencia cero, tendremos:

$$V_0 = X_1' I_0 + 3I_0 X_n' \quad (4.35)$$

De la figura 4.17 se obtiene:

$$V_0 = X_0' I_0$$

Igualando (4.34) y (4.35) obtenemos:

$$X_n' = \frac{X_0' - X_1'}{3} = \frac{B_1' - B_0'}{3B_1' \cdot B_0'} \quad (4.36)$$

$$\text{Así pues de (4.36) } B_n' = 1/X_n' \quad (4.37)$$

Sustituyendo (4.36) en (4.37) nos da

$$B_n' = \frac{3B_1' B_0'}{B_1' - B_0'} \quad (4.38)$$

Por lo tanto, el circuito equivalente debido al efecto de acoplamiento inductivo es: (Ver figura 4.19).

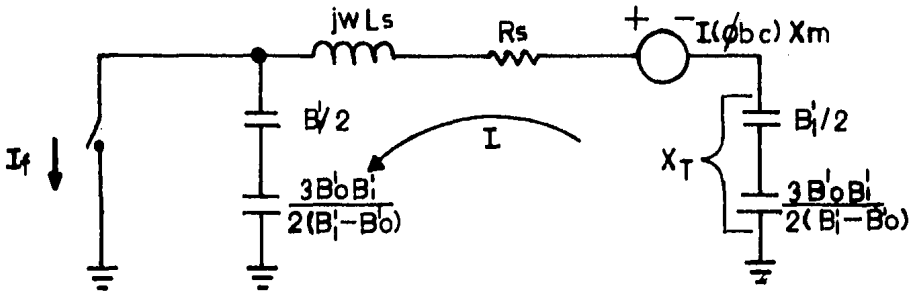


Fig. 4.19

y entonces la reactancia capacitiva es: $X_T = 1/BT$

$$BT = \frac{B'_1/2 \times 3/2 \frac{B_0 \cdot B'_1}{(B'_1 - B_0')}}{B'_1/2 + 3/2 \frac{B_0 \cdot B'_1}{(B'_1 - B_0')}} = \frac{3/4 \frac{B_0 \cdot B'_1 \cdot B'_1}{(B'_1 - B_0')}}{B'_1 \times \frac{2(B'_1 - B_0') + 2 \times 3B_0 B'_1}{2 \times 2(B'_1 - B_0')}} =$$

$$= \frac{3B_0 \cdot B'_1 \cdot B'_1}{2(B'_1 - B_0') B'_1 + 6}$$

$$BT = \frac{3B_0 \cdot B'_1}{2(B'_1 - B_0') + 6B_0} = \frac{3B_0 \cdot B'_1}{2B'_1 - 2B_0' + 6B_0} = \frac{3B_0 \cdot B'_1}{2B'_1 + 4B_0} = \frac{3B_0 \cdot B'_1}{2(2B_0' + B'_1)}$$

$$X_T = \frac{2(2B_0' + B'_1)}{3B_0 \cdot B'_1} \quad (4.39)$$

Y para encontrar las corrientes que inducen las fases b y c habrá que - referirnos al circuito equivalente de secuencia positiva, negativa y cero - de la figura 4.10.

De donde concluimos:

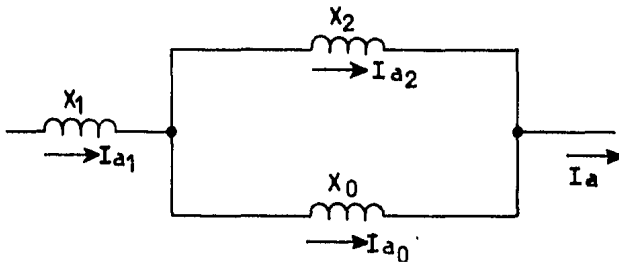


Fig. 4.20

Físicamente este es el comportamiento de las corrientes de secuencia - positiva, negativa y cero.

Pero para un análisis matemático consideraremos el flujo de las co--- rrientes como sigue:

$$I_1 = -I_2 - I_0 \tag{4.40}$$

ya que

$$I_a = I_1 + I_2 + I_0 = 0 \tag{4.41}$$

$$I_b = a^2 I_1 + a I_2 + I_0 \tag{4.42}$$

$$I_b = 1.5 I_0 + j\sqrt{3}/2 I_0 + j1.73 I_2 \tag{4.42'}$$

$$I_c = 1.5 I_0 - j\sqrt{3}/2 I_0 - j1.73 I_2 \tag{4.43}$$

$$I_b + I_c = 3 I_0 \tag{4.44}$$

donde la magnitud de la corriente por las fases sanas será:

$$TIF = \sqrt{(1.5 I_0)^2 + (.866 I_0 + 1.732 I_2)^2} \tag{4.45}$$

Por lo tanto, para conocer la corriente de arco debido al efecto induc tivo, bastará con resolver el circuito serie siguiente: (Ver figura 4.21.)

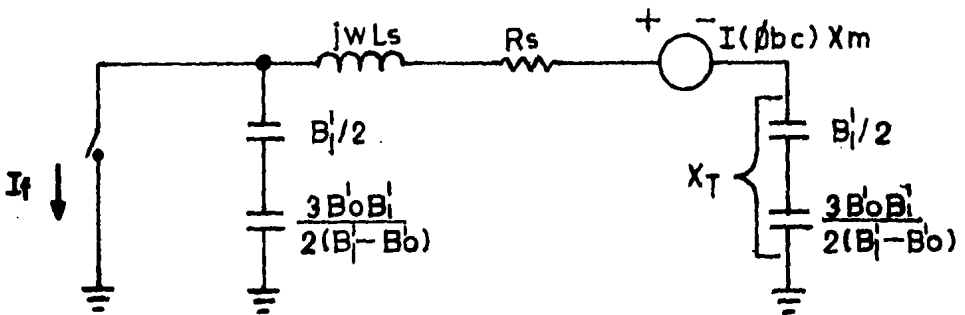


Fig. 4.21

La corriente es:

$$IFi = \frac{3I_{a0} X_m}{(R_s + X_{Ls} + X_T)} \quad (4.46)$$

donde

$$I_b + I_c = 3I_{a0}$$

$$X_m = \frac{X_{L0} - X_{L1}}{3}$$

$$R_s = \frac{1}{3} (r_0 + 2r)$$

$$X_{Ls} = \frac{j\omega (L_0 + 2L_1)}{3}$$

$$X_T = \frac{2(B_1 + 2B_0')}{3B_0'B_1}$$

o también considerando que IFi e IFc están en cuadratura, esto es:

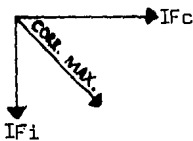


Fig. 4.22

entonces tenemos que

$$CORR \text{ MAX} = \sqrt{(IFi)^2 + (IFc)^2} \quad (4.47)$$

donde

$$IFi = \sqrt{(CORR \text{ MAX})^2 - (IFc)^2}$$

sabemos que

$$CORR \text{ MAX} = \frac{\text{ciclos}}{1.56}$$

así tenemos

$$IFi = \sqrt{\left(\frac{\text{ciclos}}{1.56}\right)^2 - (IFc)^2} \quad (4.43)$$

IV.8. DIFERENTES METODOS PARA LA REDUCCION DEL ARCO SECUNDARIO.

Existen en diferentes publicaciones varias propuestas que permiten que el recierre monopolar sea exitoso, reduciendo la corriente de arco secunda-

rio y el voltaje de recuperación. A continuación se hace una descripción de las más importantes.

1.- PUESTA A TIERRA POR MEDIO DE CUCHILLAS RAPIDAS.

Poniendo a tierra la fase fallada en forma temporal en sus dos extremos, el voltaje necesario para el arco no se mantiene y éste se extingue inmediatamente, aun cuando la falla está en el centro de la línea.

Las pruebas verificadas han sido satisfactorias en líneas de 220 KV y hasta de 800 Km de longitud, debido a que el voltaje de recuperación y el voltaje de arco son independientes del voltaje del sistema. Este método se puede aplicar en líneas de más alto voltaje, la desventaja es el costo de las cuchillas rápidas y el riesgo que conlleva la operación de cierre y apertura de las mismas.

La figura 4.23 muestra el método descrito.

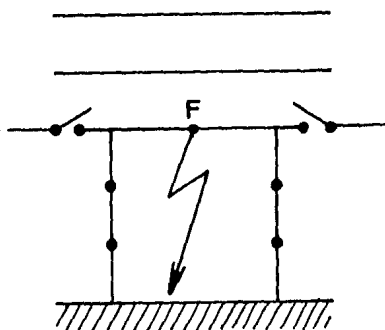


Fig. 4.23

2.- USO DE REACTOR DE NEUTRO.

Las desventajas del método anterior se evitan con el uso de reactores en la línea que de cualquier manera aparecen si ésta es larga, con esto el acoplamiento capacitivo se reduce, lo cual reduce la duración del arco secundario.

La componente por acoplamiento capacitivo de la corriente de arco secundario se hace cero, cuando se ponen reactores monofásicos y una reactancia adicional en el neutro, en ambos extremos de la línea.

Un balanceo práctico de la corriente de arco secundario no se logra debido a que una compensación del 100% puede dar lugar a sobrevoltajes en la fase desconectada, si hay algún pequeño desbalanceo del reactor de neutro.

Hasta ahora, el factor de compensación es de un máximo de 0.9 de la reactancia de secuencia positiva, lo cual permite aplicar el recierre monopolar en casi cualquier línea de transmisión. La figura 4.24 muestra el método descrito.

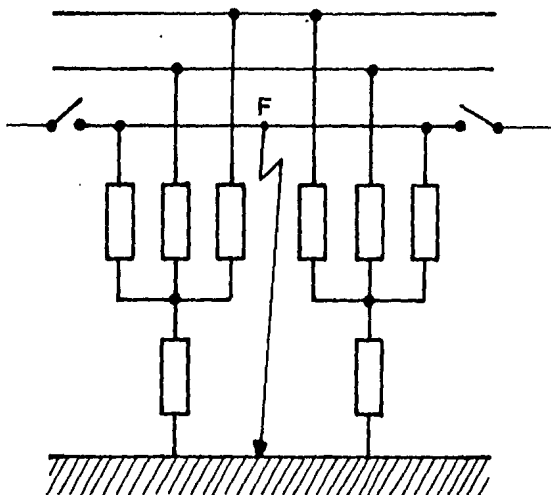


Fig. 4.24

3.- CAPACITORES EN SERIE.

La conexión de capacitores en serie con la fase fallada tiene un efecto muy similar al método anterior, el acoplamiento capacitivo de la línea se puede compensar completamente aun cuando no se tengan reactores de fase

y el capacitor empleado se conecta a un solo extremo. El problema del esquema es el costo requerido, pues además de los capacitores se requiere de dos interruptores y éste excede en mucho al costo del método de los reactores. La figura 4.25 muestra el método descrito.

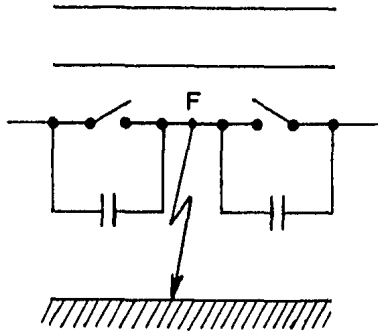


Fig. 4.25

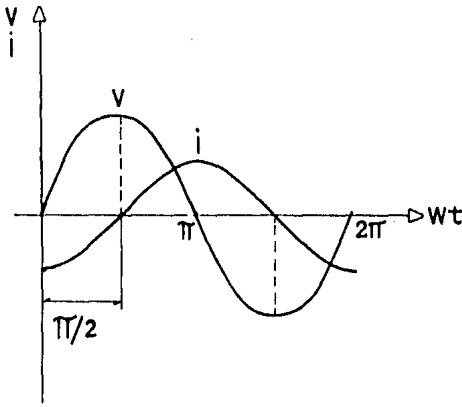
De los tres métodos descritos, el arreglo de interruptores rápidos puede ser ventajoso cuando no son necesarios reactores para control del voltaje.

El arreglo con reactores y el de capacitores serie son similares desde el punto de vista técnico, pero por costo siempre es más conveniente seguir la compensación con reactores.

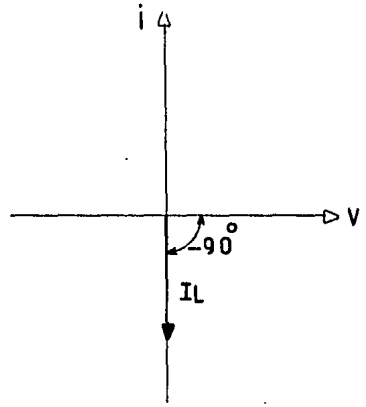
IV.9. CALCULO DE LOS REACTORES DE COMPENSACION.

Sabemos que:

En una bobina pura (L) la intensidad de corriente se retrasa 90° ($\frac{\pi}{2}$) a la tensión. El módulo de la impedancia es $X_L = \omega L$. Ver figuras 4.26 (a) y 4.26 (b).



(a)

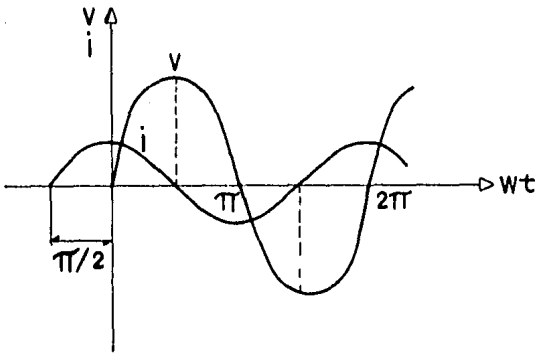


(b)

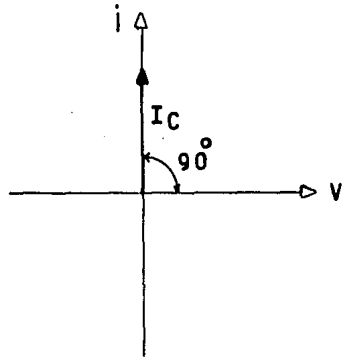
Fig 4.26

Además

En un condensador puro (C) la intensidad de corriente adelanta 90° a la tensión. El módulo de la impedancia es $X_c = 1/\omega c$. Ver figuras 4.27 - (a) y 4.27 (b).



(a)



(b)

Fig 4.27

Por lo tanto en la figura 4.28 si $X_L = X_c$ la corriente total será igual a cero.

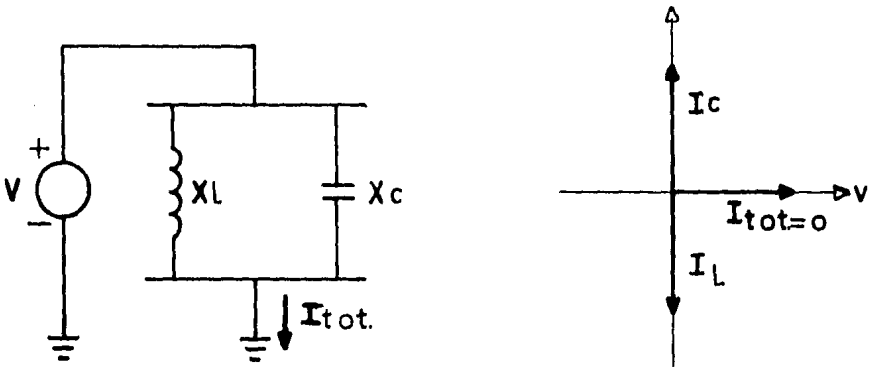


Fig. 4.28

Así para compensar de esta forma a la línea, es conveniente utilizar - el equivalente del acoplamiento capacitivo entre las tres fases.

Si por facilidad de análisis únicamente tomamos en cuenta las ramas que afectan a la corriente secundaria I_f y al voltaje de recuperación V_{ar} en la figura 4.13 del punto 4.6, compensando con reactores tendremos:

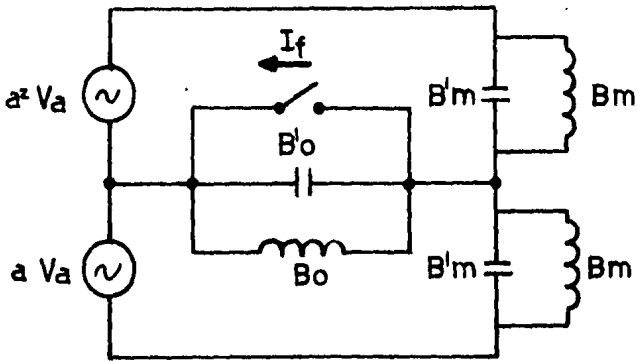


Fig. 4.29

Si hacemos a $B_m' = B_m$ a la frecuencia nominal de operación, entonces -

$I_f = 0$ cuando el interruptor está cerrado; sin embargo, aunque esté sintonizado en forma adecuada, la corriente nunca podrá ser cero debido a imperfecciones de los reactores, a las variaciones de capacitancia por cambios ambientales, a armónicas y líneas no transpuestas adecuadamente; no obstante, la experiencia indica que la corriente en el peor de los casos será menor del 20% del valor sin neutralizar.

Así pues, como ya se ha indicado, la adición del reactor en paralelo provocará el decrecimiento de la corriente de falla y el voltaje de recuperación.

En contrapartida, si el arco secundario no es neutralizado la extinción será más difícil, ya que la corriente de falla y el voltaje de recuperación estarán en cuadratura de tal forma que cuando la corriente sea cero el voltaje será máximo y, en consecuencia, se creará una componente de corriente directa en el conductor aislado.

Es conveniente hacer notar que en un sistema compensado al 100% podrá existir problema de resonancia, que para explicar regresamos a la figura 4.29 si $B_m = B_m'$ y $B_o = B_o'$ no existen problemas; sin embargo, si uno se vuelve ligeramente capacitivo y el otro ligeramente inductivo el circuito equivalente podrá ser como el mostrado en la figura 4.30.

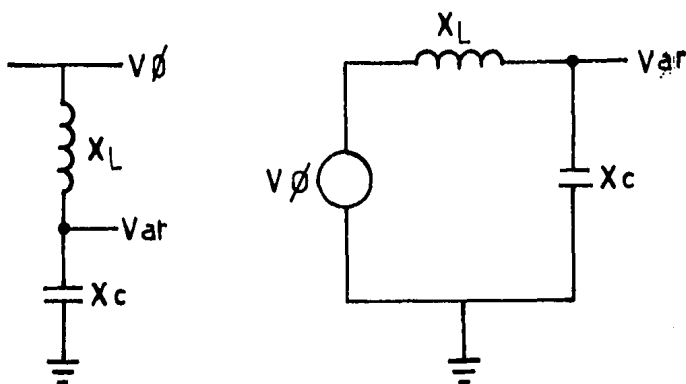


Fig. 4.30

Si $X_L = X_C$, entonces se tendrá la condición más crítica que provocará una elevación en el voltaje de recuperación, que llevará a hacer imposible la extinción del arco, por eso será necesario que la capacitancia entre fases esté completamente compensada, pero que la capacitancia al neutro tenga otro nivel de compensación. La ventaja de compensar las líneas con reactores para neutralizar la capacitancia entre fases $C_1 - C_0$ es que los mismos reactores serán parte de la compensación que es usada normalmente en líneas de alta tensión, por tanto la supresión de la falla traerá un costo adicional pequeño.

Si llamamos B_0 a las susceptancias inductivas y B_0' a las capacitivas entonces para compensar tenemos que

$$B_m' = B_m, B_1 - B_0 = B_1' - B_0' \quad (4.49)$$

Y normalmente la susceptancia B_1' se compensará con un cierto factor F , que dependerá sobre todo de las condiciones de flujos en demanda máxima y demanda mínima.

Entonces para una compensación en paralelo con grado F

$$B_1 = FB_1' \quad (4.50)$$

Y si se mantiene 100% compensada, la capacitancia entre fases se deberá especificar a:

$$B_0 = B_0' - (1 - F)B_1' \quad (4.51)$$

Que dará un porcentaje de compensación de la capacitancia a tierra igual a:

$$\%B_0 \text{ de compensación} = \frac{B_0}{B_0'} \times 100 \quad (4.52)$$

Como B_0 no ha de ser negativo para $B_0 = 0$ tendremos una F (mínima)

$$= 1 - \frac{B_0'}{B_1'} \quad (4.53)$$

Hasta aquí hemos supuesto que se va a compensar la línea con tantos reactores como capacitancias existan, como se muestra en la figura 4.31.

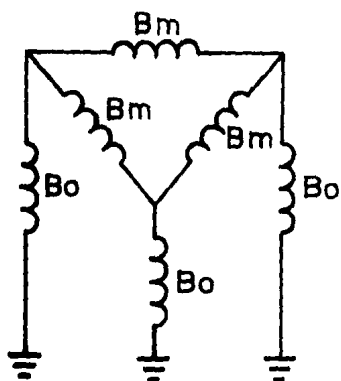


Fig. 4.31

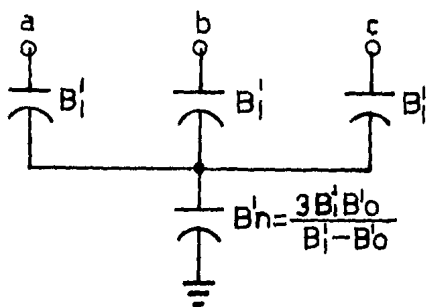


Fig. 4.32

Sin embargo, esta opción sería poco económica por la cantidad de reactores y por el nivel de aislamiento requerido por cada uno de ellos, en consecuencia, para obtener una operación más adecuada, se utilizará el equivalente del circuito capacitivo que se encontró anteriormente, figura 4.18 (a) del punto IV. 7 (Ver figura 4.32).

El esquema de reactores a utilizar será como el mostrado en la figura 4.33 en donde aparece el reactor de neutro con una susceptancia B_n .

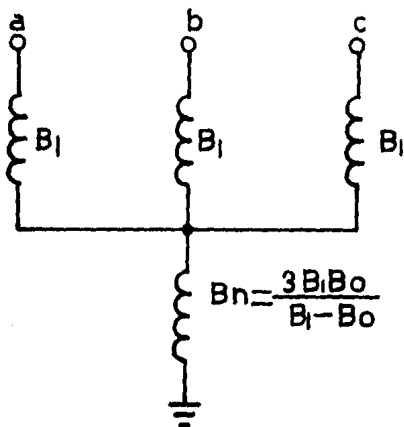


Fig. 4.33

IV.10. CARACTERISITICAS DEL REACTOR DE NEUTRO

Si hemos escogido para nuestro sistema de disparo y recierre monopolar un esquema de cuatro reactores, tendrá especial importancia conocer las características del reactor de neutro, el cual tendrá una susceptancia igual a la del capacitor de neutro o sea:

$$B_n = \frac{3 B_1 B_0}{B_1 - B_0}$$

la selección de B_1 dependió del factor de compensación ($B_1 = FB_1'$) y B_0 de la necesidad de compensar 100% la capacitancia entre fases, $B_0 = B_0' - (1-F)B_1'$; una vez conocida la susceptancia del neutro será necesario conocer la capacidad y el voltaje nominal de operación, para lo cual nos auxiliaremos con el circuito equivalente que toma en cuenta el reactor de neutro. (Ver fig 4.34

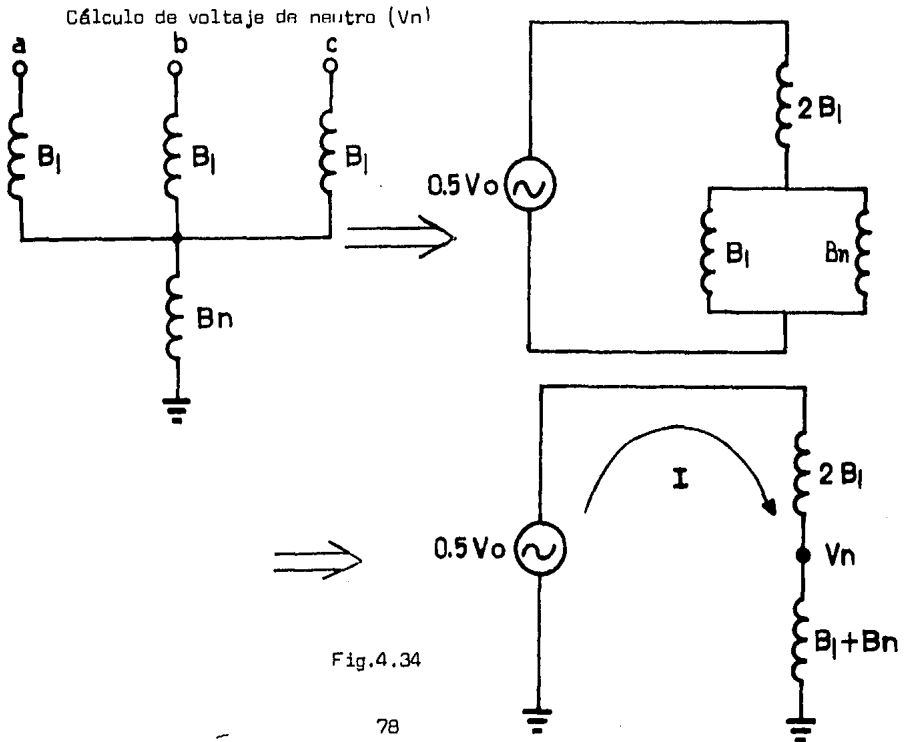


Fig.4.34

De la fig. 4.34 obtenemos

$$I = .5V_a \left[\frac{2B_1 (B_1 + B_n)}{2B_1 + (B_1 + B_n)} \right] \quad (4.54)$$

$$I = .5V_a \left[\frac{2B_1 (B_1 + B_n)}{3B_1 + B_n} \right] \quad (4.55)$$

$$V_n = I / (B_1 + B_n) \quad (4.56)$$

Sustituyendo I en Vn

$$V_n = \frac{.5V_a \left[\frac{2B_1 (B_1 + B_n)}{3B_1 + B_n} \right]}{B_1 + B_n} = \frac{|V_a| \cdot B_1}{3B_1 + B_n} \quad (4.57)$$

Entonces la potencia nominal será:

$$Q_n = V_n^2 B_n \quad (4.58)$$

IV.11 PROCEDIMIENTO PARA LA ESPICIFICACION DE UN REACTOR DE NEUTRO PARA LA APLICACION DEL RECIERRE MONOPOLAR EN UNA LINEA DE TRANSMISION.

1.- Obtener las características de la línea

- Geometría de conductores
- Reactancias
- Voltaje
- Longitud

2.- Obtener sus parámetros C1, Co, L1, Lo

3.- Hacer un estudio de estabilidad que permita saber un caso de una falla en una fase, y a cuántos ciclos es necesario recerrar antes de perder estabilidad.

4.- A partir de un estudio de corto circuito del sistema, determinar las impedancias de corto circuito Z1 y Zo en los extremos de la línea de que se trata.

5.- Hacer un cálculo de voltajes y corrientes inducidas para determinar si es necesario compensar la línea o es posible operar el recierre sin reactores.

6.- Hacer un estudio de flujos, para determinar los sobrevoltajes en la lí-

nea y decidir si es necesario compensar con reactores.

7.- En caso de necesitarse reactores, determinar los reactores de fase más apropiados para la línea (50 MVA, 62.5 MVA, 70 MVA).

8.- Determinar el valor del reactor de neutro requerido y la potencia máxima a transmitir por la línea con los reactores ya colocados, para que la operación del recierre sea exitosa.

A continuación tenemos un ejemplo de aplicación:

Datos:

Voltaje E = 400.00 KV

capacitancia de secuencia positiva (C1) = .01131 Microf./km

Capacitancia de secuencia cero (Co) = .00820 Microf./km

distancia = 180.00 kilómetros

reactancia inductiva de sec. positiva X1L = .3917 Ohms/km

reactancia inductiva de sec. cero XOL = 1.2230 Ohms/km

impedancia de c.c. de sec. positiva Z1 = 192.00 Ohms

impedancia de c.c. sec. cero Zo = 291.18 Ohms

1º. Calcular

- corriente de falla sin compensación debida al efecto capacitivo (Ifc)
- voltaje de recuperación sin compensación (Var)
- potencia reactiva de la línea (Q)
- potencia máxima a transmitir para F.P. = 1 (P); (se puede cerrar en 31 ciclos).
- corriente por las fases sanas (TIF)

donde:

$$V_a = \frac{400 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 230.9 \text{ KV}$$

$$B_{o'} = j\omega C_o = 377(.0082 \times 10^6) \times 180 = 5.56 \times 10^{-4} \text{ [V]}$$

$$B_{1'} = j\omega C_1 = 377(.01131 \times 10^6) \times 180 = 7.674 \times 10^{-4} \text{ [V]}$$

$$X_m = \frac{X_{L_o} - X_{L_1}}{3} = \frac{1.2230 - .3917}{3} = 49.8 \text{ Ohms}$$

Solución:

a). Corriente de falla debida al efecto capacitivo

$$I_{fc} = (B_i' - B_o') \cdot V_a / 3 = B_i' m V_a$$

$$\text{como } V_a = \frac{400KV}{\sqrt{3}} = 230.9 \text{ [KV]}$$

$$I_{fc} = (7.6747 \times 10^{-4} - 5.5615 \times 10^{-4}) (230.9 \times 10^3) / 3$$

$$I_{fc} = 16.25 \text{ Amperes}$$

b). Voltaje de recuperación sin compensación

$$Var = \frac{|V_a| (B_i' - B_o')}{2B_i' + B_o'}$$

$$B_i' m = jw(C_1 - C_0) / 3$$

$$B_i' m = \left[377 (.01131 - .00820) \times 10^6 \times 180 \right] / 3$$

$$B_i' m = 7.0348 \times 10^5$$

$$Var = \frac{|230.9 \times 10^3| (7.674 - 5.56) \times 10^{-4}}{2(7.674 \times 10^{-4}) + 5.56 \times 10^{-4}}$$

$$Var = 23.34 \text{ [KV]}$$

c). Potencia reactiva de la línea.

$$Q = KV^2 \cdot B_i' = (400 \times 10^3)^2 \cdot (7.674 \times 10^{-4})$$

$$Q = 122.8 \text{ MVAR}$$

d). Potencia máxima a transmitir (31 ciclos)

$$F.P. = 1$$

sabemos que

$$I_{fc} = 16.25 \text{ Amp.}$$

y la corriente de falla debida al efecto inductivo

$$I_{fi} = \sqrt{(\text{ciclos}/1.56)^2 - I_{fc}^2}$$

donde CORR MAX = ciclos/1.56 = 20 Amp. (De tablas fig. 4.2)

considerando 31 ciclos (Ver ecuación 4.47)

$$I_{fi} = \sqrt{(20)^2 - (16.25)^2} = 11.65 \text{ Amp}$$

de la fig 4.21 obtenemos:

$$V_M = - I_f i (X_1 L - \frac{2}{3} \frac{(2B_0' + B_1')}{B_0' B_1'})$$

$$V_M = -11.65 \left[(.3917)(180) - \frac{2}{3} \frac{[2(5.56 \times 10^{-4}) + 7.674 \times 10^{-4}]}{(5.56 \times 10^{-4})(7.6747 \times 10^{-4})} \right]$$

$$V_M = 33383.32 \text{ V}$$

$$V_M = 33.38 \text{ [KV]}$$

$$I_0 = \frac{V_M}{3X_M} = \frac{33383.32}{(3)49.8} = 223.4 \text{ [Amp]}$$

$$I_1 = I_0 \frac{(Z_0 + Z_1)}{Z_1} = (223.4) \left(\frac{291.13 + 192}{192} \right) = 562.2 \text{ [Amp]}$$

$$FP = 1$$

$$Mw = MVA = \sqrt{3} E I_1 = \sqrt{3} (400 \times 10^3)(562.2)$$

$$P \text{ max a transm.} = 389.5 \text{ MVA}$$

e).- Corriente por las fases sanas:

$$I_2 = \frac{I_1 Z_0}{Z_1 + Z_0} = 338.8 \text{ [Amp]}$$

$$TIF = \sqrt{(1.5 I_0)^2 + (.866 I_0 + 1.732 I_2)^2} = 849.18 \text{ [Amp]}$$

Nota: De la figura 4.20 se obtienen las ecuaciones para I_0 , I_1 e I_2 .

2°. Para compensar con reactores de neutro

Potencia de reactores de fase en MVAR = 60 MVAR (QRF) por fase = 20 MVAR

calculando

$$B_n = \frac{3B_1' B_0'}{B_1' - B_0'} = 8.119 \times 10^{-4} \text{ [V]}$$

$$B_L = FB_1'$$

donde

$$F = \frac{QRF}{Q_{nom}} = \frac{60}{122.8} = .48 \text{ [v]}$$

$$B_1 = .48(7.674 \times 10^{-4}) = 3.683 \times 10^{-4} \text{ [V]}$$

$$B_0 = B_0' - (1 - F)B_1' = 1.56 \times 10^{-4} \text{ [V]}$$

entonces el reactor de neutro es:

$$X_n = 1231 \text{ [Ohms]}$$

$$\text{Ifc compensada} = - \frac{(B'_1 - B_0' - B_1 + B_0) V_a}{3} = .069 \approx 0.0 \text{ Amp}$$

Encontrar voltaje de reactor de neutro y potencia de reactor de neutro.

a). Voltaje de reactor de neutro

$$V_n = |V_a| \frac{B_1}{3B_1 + B_n} = \frac{230.9 (3.683 \times 10^{-4})}{3(3.683 \times 10^{-4}) + 8.119 \times 10^{-4}} = 44.3 \text{ KV}$$

b). Potencia de reactor de neutro

$$Q_n = (V_n)^2 \cdot B_n = (44.3)^2 (8.119 \times 10^{-4}) = 1.60 \text{ MVAR}$$

Para cerrar en 24 ciclos

Consultando la gráfica de la fig. 4.2 tenemos que:

$$\text{CORR MAX} = \text{ciclos}/1.56 = 16$$

Como I falla capacitiva compensada (Ifc) = 0.0 Amperes

$$\text{Ifi}_c = \sqrt{(\text{ciclos}/1.56)^2 - (\text{Ifc})^2}$$

$$\text{Ifi}_c = \sqrt{(16)^2 - 0} = 16 \text{ Amp}$$

$$V_M = - \text{Ifi}_c \left[X_1 L - \frac{2}{3} \frac{(2B_0' + B_1)}{B_0' B_1} \right]$$

$$V_M = -16 \left[(.3917)(180) - \frac{2}{3} \frac{[(2)(5.56 \times 10^{-4}) + 7.6747 \times 10^{-4}]}{(5.56 \times 10^{-4})(7.6747 \times 10^{-4})} \right]$$

$$V_M = 45,853.5 \text{ Volts}$$

$$V_M = 45.853 \text{ KV}$$

$$I_0 = \frac{V_M}{3X_m} = \frac{45,853}{3 \cdot 49.8} = 307 \text{ Amp}$$

$$I_1 = I_0 \frac{Z_0 + Z_1}{Z_1} = 767.2 \text{ Amp}$$

$$I_2 = I_1 \frac{Z_0}{Z_1 + Z_0} = 459.4 \text{ Amp}$$

$$M_w = \text{MVA} = \sqrt{3} \cdot E \cdot I_1 = \sqrt{3} (400 \times 10^3)(767.2) = 531.5 \text{ MVA}$$

Corriente por las fases sanas

$$TIF = \sqrt{(1.5 I_{0})^2 + (.866 I_{0} + 1.732 I_{2})^2} = 1157.12 \text{ Amp}$$

Si la falla está del otro lado

calcular:

- Potencia máxima a transmitir
- Corriente por las fases sanas.

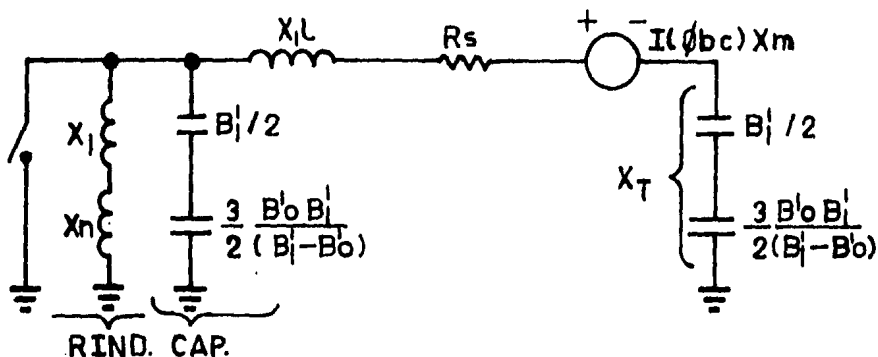


Fig. 4.35

De la figura 4.35 obtenemos

- Potencia máxima a transmitir

$$CAP = -\frac{3}{2} \frac{B_0 \cdot B_1}{(2B_0 + B_1)} = -\frac{3}{2} \frac{(5.56 \times 10^{-4})(7.674 \times 10^{-4})}{[2(5.56 \times 10^{-4} + 7.674 \times 10^{-4})]}$$

$$CAP = -3.40 \times 10^{-4}$$

$$RIND = \frac{1}{2.7151 \times 10^3 + 1.231 \times 10^3} = 2.53 \times 10^{-4}$$

$$X_1 = \frac{1}{B_1} = 2.715 \times 10^3$$

$$X_n = \frac{1}{B_n} = 1.231 \times 10^3$$

Así:

$$V_{M_1} = - I f_1 \left[X_1 L + \frac{1}{CAP + RIND} \right]$$

Sustituyendo valores:

$$V_{M_1} = -16 \left[(.3917)(180) + \frac{1}{-3.40 \times 10^{-4} + 2.53 \times 10^{-4}} \right]$$

$$V_{M_1} = 182.8 \text{ [KV]}$$

$$I_0 = \frac{V_{M_1}}{3X_m} = \frac{182.8}{3(49.8)} = 1223.4 \text{ [Amp]}$$

$$I_1 = I_0 \left(\frac{Z_0 + Z_1}{Z_1} \right) = 1223.4 \left(\frac{291.18 + 192}{192} \right) = 3078.7 \text{ [Amp]}$$

$$I_2 = I_1 \left(\frac{Z_0}{Z_1 + Z_0} \right) = 3078.7 \left(\frac{291.18}{192 + 291.18} \right) = 1855.3 \text{ [Amp]}$$

$$MW_1 = MVA_1 = \sqrt{3} (E) (I_1) = \sqrt{3} (400 \times 10^3)(3078.7) = 2133 \text{ [MVA]}$$

b). Corriente por las fases sanas:

$$TIF = \sqrt{(1.5I_0)^2 + (.866I_0 + 1.732I_2)^2} = 4650.2 \text{ [Amp]}$$

IV.12. ANALISIS DE TRANSITORIOS.

INTRODUCCION.

Durante la ocurrencia de una falla en una fase de una línea de transmisión de alta tensión, la eliminación selectiva de ésta y su respectivo recierre puede ocasionar fenómenos de sobrevoltajes y corrientes transitorios sobre todo cuando el recierre no es exitoso. A continuación se hará una descripción brève de las implicaciones que existen durante la operación de interruptores con el fin de abrir un circuito y del efecto transitorio producido por la aparición de un corto circuito. Una combinación de las dos sería un fenómeno similar al que se presenta al aplicar el esquema de disparo y recierre monopolar sin embargo, para hacer un análisis más detallado y confiable es necesario utilizar programas de simulación digital que toman en cuenta a las líneas de transmisión como parámetros distribuidos y sus efectos mutuos electromagnéticos, de igual forma deberá tomar en cuenta los

apartarrayos y demás elementos que forman parte del sistema eléctrico y tengan influencia de una u otra forma en el análisis de los transitorios.

La experiencia en los estudios ya realizados ha detectado la necesidad de utilizar resistencias de preinserción en los interruptores, las cuales influyen en forma contundente en la disminución de las sobretensiones, y de igual manera, la aplicación de apartarrayos de óxido de Zinc los cuales tienen una posibilidad de gran disipación de energía además de eliminar los -- hasta ahora tradicionales explosores.

Sobrevoltajes debidos a corto circuitos.

Supóngase que se ha producido un corto circuito trifásico en el punto 1 (Pto. 1), en el siguiente sistema eléctrico de potencia.

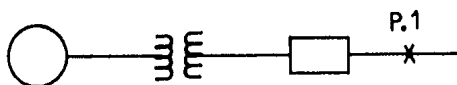


Fig. 4.36

El circuito equivalente de la figura 4.37 representa una de las fases del sistema para las condiciones citadas, despreciando la resistencia del - circuito tenemos:

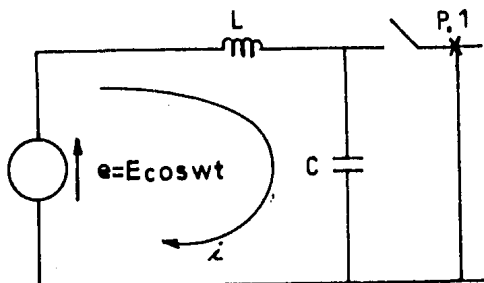


Fig. 4.37

donde:

L.- Inductancia en serie que hay entre el generador y el punto de falla 1.

C.- Capacitancia en paralelo en esta misma parte del sistema, mientras está establecida la falla el condensador está en corto circuito, y por lo tanto el voltaje aplicado a sus terminales es cero y no toma ninguna corriente.

Al liberarse la falla aparece un voltaje en los bornes del capacitor, a éste se le llama voltaje de recuperación (cuya gráfica se muestra en la figura 4.38), que tiene las siguientes dos componentes:

1). La componente $-V_s \cos \omega t$ (voltaje generado por la fuente) que es un término de régimen permanente sinusoidal con un valor máximo V_s y una frecuencia $f = \omega/2\pi$ y que se llama oscilación forzada.

2). La componente $V_s \cos (1/\sqrt{LC}) t$ que es una oscilación libre a la frecuencia natural del sistema, que es igual a $f_n = 1/(2\pi\sqrt{LC})$

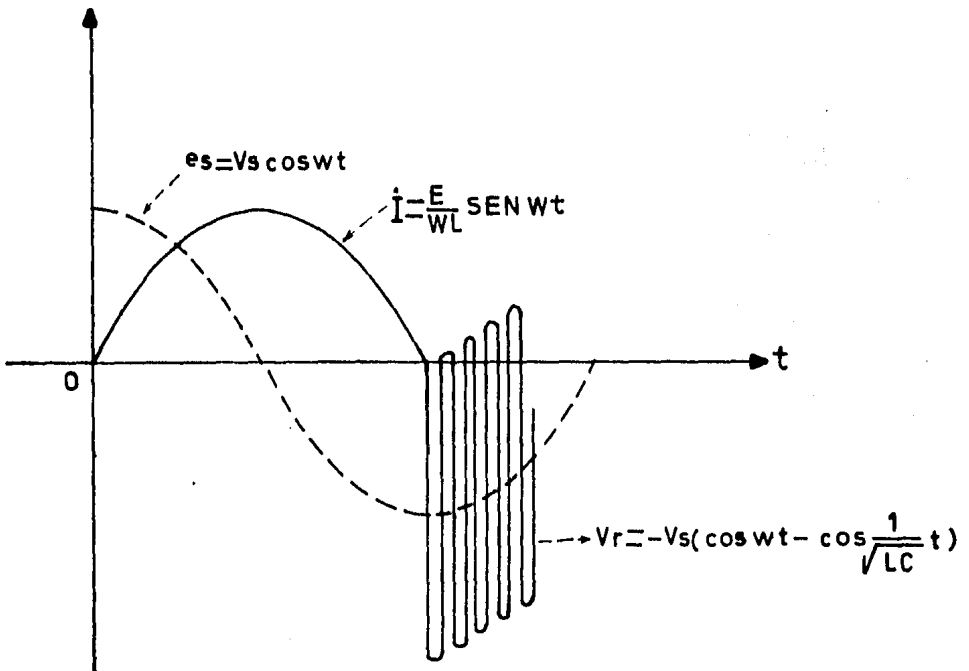


Fig. 4.38 Representación gráfica del voltaje de recuperación

Efecto del transitorio producido por la aparición de un corto circuito.

Al hacer uso de protecciones e interruptores de operación muy rápida, la apertura del circuito se hace antes de que desaparezca el transitorio iniciado al producirse el corto circuito. Por lo tanto debe investigarse el efecto de este primer transitorio en la operación del interruptor.

En el circuito equivalente de la siguiente figura, se representa una fase de un sistema eléctrico con un corto circuito por el cierre del interruptor mostrado.

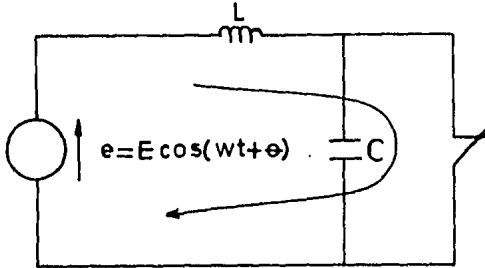


Fig 4.39

Si tomamos como $t = 0$ el instante en que se produce el corto circuito, - el ángulo θ es el ángulo que existe entre una cresta positiva de la onda de voltaje y el origen de los tiempos, como se indica en la figura 4.40.

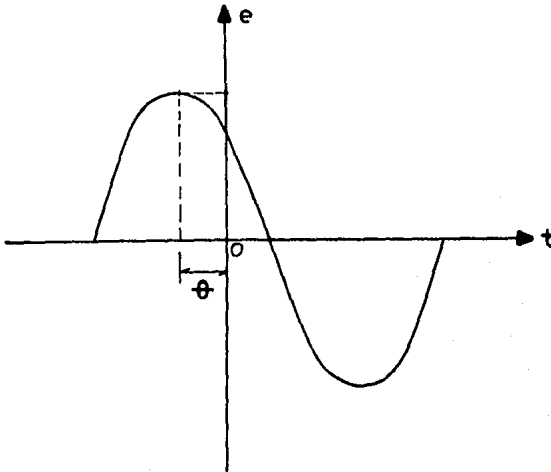


Fig. 4 40

Si se desprecia la corriente de descarga del condensador, que es mucho menor que la corriente de corto circuito, ésta está dada por la siguiente ecuación.

$$L \frac{di}{dt} = E \cos (wt + \theta)$$

Haciendo la transformada de Laplace de la ecuación anterior y manipulándola de alguna forma, nos queda:

$$i = \frac{E}{wL} (\text{sen}(wt + \theta) - \text{sen } \theta)$$

En esta última ecuación la corriente se compone de un término de frecuencia fundamental:

$$\frac{E}{wL} \text{sen} (wt + \theta)$$

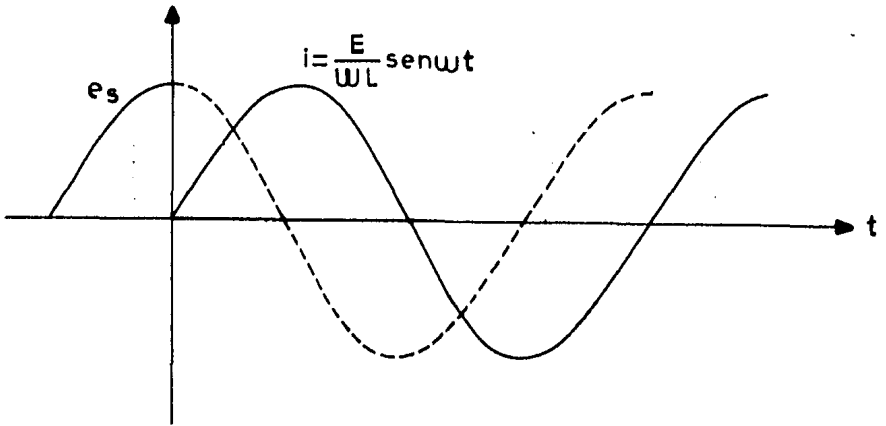
y un término constante o de corriente continua:

$$- \frac{E}{wL} \text{sen } \theta$$

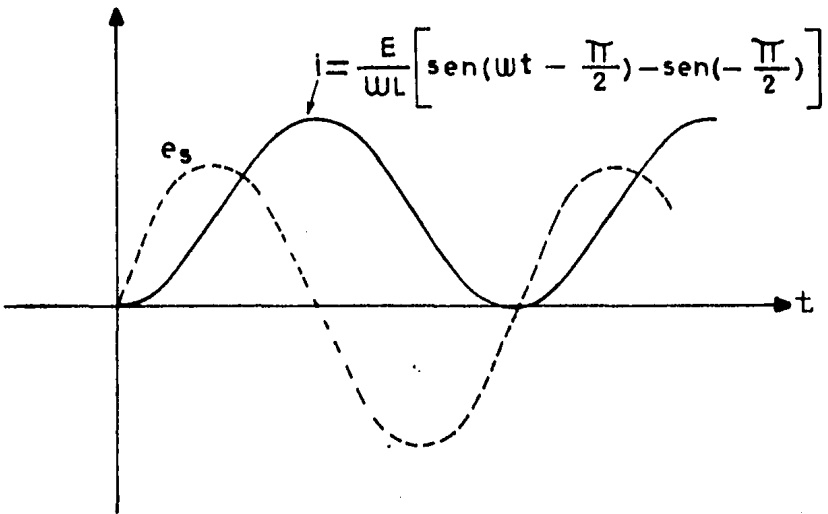
Si la falla ocurre en el momento que el voltaje tiene su valor máximo, $\theta = 0$ y el término de corriente continua es cero.

Si la falla ocurre en el momento en que el voltaje pasa por cero, $\theta = -90^\circ$ y el término de corriente continua tiene un valor máximo positivo.

En la figura 4.41 se representan estos dos casos.



(a) 1er. caso; $\theta=0$



(b) 2do. caso: $\theta = -90^\circ$

Fig. 4.41. Valor de la corriente de corto circuito i para θ igual a 0° y -90°

CAPITULO V
PROTECCIONES

V.1. INTRODUCCION A LOS RELEVADORES Y SUS PRINCIPIOS DE OPERACION.

Un sistema de potencia eléctrico debe asegurar que toda la carga conectada disponga ininterrumpidamente de energía. Cuando dicho suministro se extiende a poblaciones distantes, el sistema cuenta con varios miles de kilómetros de líneas de distribución. Las líneas de transmisión de alta tensión que conducen energía para grandes cargas, pueden extenderse hasta por varios centenares de kilómetros. Debido a que por lo general todas estas líneas son aéreas y están expuestas a la intemperie, la probabilidad de que se interrumpan por causas varias es muy grande. Estas pueden ocasionar no sólo daños mecánicos, sino también fallas eléctricas. Una de las principales causas de interrupción del suministro continuo, es la falla en derivación o corto circuito que ocasiona un cambio súbito y a veces violento en la operación del sistema.

Los relevadores de protección y los sistemas de relevadores detectan condiciones anormales, como las fallas en los circuitos eléctricos y, en forma automática, los interruptores funcionan para aislar con la mayor rapidez el material defectuoso del sistema. Esto limita el daño al lugar en el que se localiza la falla y evita que sus efectos se propaguen al sistema. La función de los relevadores de protección acoplados a los interruptores consiste pues, en prevenir las consecuencias de las fallas. El interruptor debe poder interrumpir tanto las corrientes normales como las corrientes de falla. También el relevador de protección tiene que reconocer una condición anormal en el sistema de potencia y actuar adecuadamente para eliminarla con seguridad y así evitar al máximo la perturbación en la operación normal.

Debe entenderse que un relevador de protección no puede prevenir las fallas, sólo puede actuar después de que ésta se ha presentado. Sería muy conveniente que la protección pudiera anticipar y prevenir las fallas, pero ob-

viamente esto es imposible, excepto cuando la causa original de la falla produzca alguna anomalía que haga funcionar a un relevador de protección.

Dada la importancia que tienen las protecciones eléctricas en la discriminación, selectividad, confiabilidad y rapidez de operación en la aplicación del esquema de disparo y recierre monopolar, dedicaremos esta sección a su análisis.

Principio de operación de los relevadores.

Existen tres principios de operación diferentes:

- a). atracción electromagnética
- b). inducción electromagnética
- c). electrónica o estática

Los primeros, de atracción electromagnética, funcionan en virtud de un ímán que es atraído por un solenoide, o una armadura que es atraída por los polos de un electroimán; estos relevadores pueden ser accionados por magnitudes de corriente alterna o corriente directa.

Los relevadores de inducción electromagnética utilizan el principio del motor de inducción por medio del cual el par se desarrolla por inducción en un rotor; este principio de funcionamiento se aplica sólo a relevadores accionados por corriente alterna.

Los relevadores electrónicos utilizan elementos semiconductores que permiten mayor posibilidad de selección de la falla en un espacio reducido, además de tener características de alta velocidad.

V.2. CUALIDADES ESENCIALES DE LA PROTECCION.

Todo sistema de protección que aisle un elemento en condiciones de falla debe llenar cuatro requisitos básicos:

- a). confiabilidad
- b). selectividad
- c). rapidez de operación

d). discriminación

a). Confiabilidad es un término cualitativo. Cuantitativamente, puede expresarse como la probabilidad de falla. La falla puede ocurrir por el sistema de protección, o deberse a defectos en los interruptores; por lo tanto, toda componente y circuito relacionados con la eliminación de una falla deben considerarse como fuentes potenciales de falla.

Las fallas pueden reducirse a un pequeño riesgo calculado, mediante diseños confiables respaldados por un mantenimiento regular y completo. Al considerar la confiabilidad no debe omitirse la calidad del personal, porque las equivocaciones de éste se cuentan entre las causas más frecuentes de falla. Algunas de las características de diseño y manufactura que hacen que los relevadores sean confiables, consisten en altas presiones de contacto, alojamientos o cajas a prueba de polvo, juntas bien ajustadas y bobinas impregnadas. Las precauciones en la manufactura y en el ensamble reducen la posibilidad de falla. A las componentes se les debe dar un tratamiento que prevenga su contaminación. Deben evitarse los fundentes ácidos y los aislamientos que produzcan algún ácido. Durante el ensamble también debe evitarse, en lo posible, la manipulación directa de los componentes.

Las estadísticas indican que el orden de los elementos en los que es más probable que ocurra una falla es el siguiente: relevadores, interruptores, conductores, transformadores de corriente transformadores de voltaje y baterías.

Cuando se trata de relevadores con transistores, la probabilidad de falla aumenta aún más.

b). Selectividad. Esta es la propiedad por medio de la cual sólo se aísla el elemento del sistema que se encuentra en condiciones de falla, quedando intactas las restantes secciones en buen estado. La selectividad es absoluta -

si la protección responde solo a las fallas que ocurren dentro de su propia zona, y relativa si se obtiene graduando los ajustes de las protecciones de las diversas zonas que puedan responder a una falla dada.

Los sistemas de protección que en principio son absolutamente selectivos, se conocen como sistemas unitarios. Los sistemas en que la selectividad es relativa son los no unitarios. Ejemplo de los primeros es la protección diferencial y de los segundos la protección de distancia.

c). Rapidez de operación. Se requiere que los relevadores de protección sean de acción rápida por las razones siguientes:

- c1). no debe rebasarse el tiempo crítico de eliminación;
- c2). los aparatos eléctricos pueden dañarse si se les hace soportar corrientes de falla durante un tiempo prolongado;
- c3). una falla persiste hasta bajar el voltaje y ocasiona el arrastre o lento avance y la consiguiente sobrecarga en las transmisiones industriales.

Mientras más breve sea el tiempo en que persiste una falla, más carga podrá transmitirse entre puntos dados del sistema de potencia sin que haya pérdida sincrónica. La figura 5.1 muestra los valores típicos de la energía que puede transmitirse en función de los tiempos de eliminación de la falla para diversos tipos de falla.

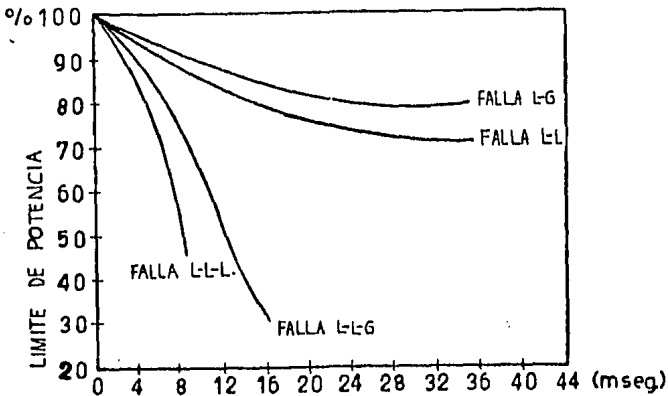


Fig. 5.1

Se observa que las fallas trifásicas tienen un efecto más marcado sobre la capacidad del sistema para mantenerse en marcha y que deben eliminarse — con mayor rapidez que una falla simple de tierra.

Por otra parte los relevadores no deben funcionar extremadamente rápidos, es decir, deben permitir que el apartarrayos tenga el tiempo suficiente para descargarlo a tierra, de lo contrario el relevador operará innecesariamente en condiciones transitorias.

d). Discriminación. La protección debe ser lo bastante sensitiva como para operar confiablemente en condiciones mínimas de falla: si ésta ocurre dentro de su propia zona debe permanecer estable bajo carga máxima o persistentes — condiciones de falla.

Un relevador debe diferenciar una falla de una sobrecarga. En el caso de los transformadores, la llegada violenta de corriente magnetizante puede — ser comparable a la corriente de falla al ser de 5 a 7 veces la corriente a carga total y el relevador no debe operar con tales corrientes. En los sistemas interconectados hay oscilaciones de la energía que también deben ser ignoradas por el relevador. Esta discriminación entre fallas y la sobrecorriente puede ser una característica del relevador, o bien, puede lograrse conectando dispositivos auxiliares como el relevador de voltaje mínimo. Nótese — que a veces la palabra discriminación se emplea para incluir a la selectividad.

V.3. RELEVADORES DE PROTECCION APLICADOS EN LAS LINEAS DE TRANSMISION.

a). Relevadores direccionales de corriente alterna. Estos relevadores están capacitados para distinguir el flujo de corriente en una dirección o en otra, en un circuito de corriente alterna, reconociendo las diferencias en el ángulo de fase entre la corriente y la magnitud de polarización. Veremos que la capacidad para distinguir entre el flujo de corriente en una dirección o la otra, depende de la selección de la magnitud de polarización y del ángulo

del par máximo, y que todas las variaciones en función proporcionadas por los relevadores direccionales de corriente alterna dependen de estas dos magnitudes.

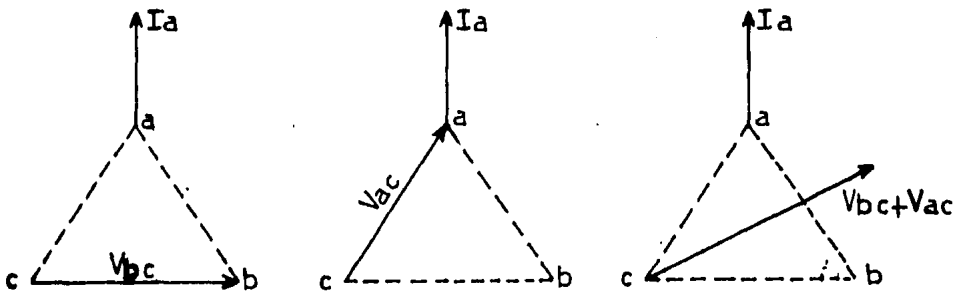
b). Relevadores direccionales para protección de corto circuito.

Debido a que los corto circuitos incluyen corrientes que atrasan sus posiciones de factor de potencia, generalmente por ángulos grandes, es deseable que los relevadores direccionales para protección de corto circuito estén arreglados para desarrollar un par máximo bajo tales condiciones de corriente atrasada. El problema es directo para un circuito monofásico.

Puede aplicarse exactamente la misma técnica para circuitos trifásicos, pero hay un número de soluciones posibles y no todas éstas son recomendables. Si los corto circuitos trifásicos fueran la única clase con los que tuviéramos que enfrentar, cualesquiera de los muchos arreglos posibles para la obtención del par máximo a un ángulo dado sería también aceptable; pero la selección de conexiones para la obtención de la discriminación direccional correcta para corto circuitos desequilibrados (esto es, fase a fase, fase a tierra y dos fases a tierra) está muy restringida.

Tres combinaciones convencionales de corriente y tensión que se utilizan para relevadores de fase están mostrados por los diagramas vectoriales monofásicos o para uno de los tres elementos de un relevador polifásico. Los otros dos relevadores o elementos utilizarían las otras dos combinaciones correspondientes de tensión y corriente. Los nombres de estas tres combinaciones, como los dados en la figura 5.2, se reconocerán como la descripción de la relación de fase de la corriente de la bobina de corriente a la tensión de polarización bajo condiciones trifásicas equilibradas.

Las relaciones mostradas en la figura 5.2 son para relevador o elemento que proporciona discriminación direccional cuando ocurren cortocircuitos que incluyen las fases a y b.



conexión de 90°
(o en cuadratura)

conexión de 30°
(o adyacente)

conexión de 60°

Fig. 5.2 Conexiones convencionales de relevadores direccionales de fase

Nótese que la tensión V_{ab} no se utiliza por el relevador o elemento sobre el que esté colocada la dependencia de la protección. Para dicho cortocircuito, uno o ambos relevadores también desarrollarán par. Sería indeseable si uno de estos dos desarrollara par de cierre de contacto cuando las condiciones originaran el disparo innecesario de un interruptor. Esto es para evitar esta posibilidad de asegurar el funcionamiento cuando éste se requiera, que las muchas alternativas de las conexiones posibles se encuentren limitadas a las tres mostradas.

c). Relevadores direccionales de sobrecorriente.

Los relevadores direccionales de sobrecorriente son combinaciones de unidades de relevadores convencionales y sobrecorriente en la misma caja cerrada. Cualquiera combinación de relevador direccional, relevador de sobrecorriente de tiempo inverso, y relevador de sobrecorriente instantánea está disponible para protección de falla de fase a tierra.

El control direccional es una característica de diseño que es muy conveniente para este tipo de relevador. Con esta característica, una unidad de sobrecorriente es inoperante sin importar qué tan grande pueda ser la corriente a menos que los contactos de la unidad direccional estén cerrados.

Esto se lleva a cabo conectando los contactos de la unidad direccional en serie con el circuito de la bobina de sombra o con uno de los circuitos que producen los flujos de la unidad de sobrecorriente. Cuando este circuito está abierto no desarrolla par de funcionamiento en la unidad de sobrecorriente. Sólo los contactos de la unidad de sobrecorriente están en el circuito de disparo.

Sin control direccional, los contactos de las unidades direccional y de sobrecorriente estarían conectados en serie y habría una posibilidad de disparo incorrecto bajo ciertas circunstancias. Por ejemplo, considérese la situación cuando una corriente muy grande, que fluye a un corto circuito en la dirección de no disparo, origina la puesta en trabajo de la unidad de sobrecorriente. Supóngase entonces que el disparo de algún interruptor origina que se invierta la dirección del flujo de corriente. La unidad direccional se trabajó inmediatamente y resultaría un disparo indeseable; aún si la unidad de sobrecorriente tuviera una tendencia a reponer, habría una competencia entre el cierre de los contactos de la unidad direccional y la apertura de los contactos de la unidad de sobre corriente.

Se prefiere en general unidades direccionales y de sobrecorriente separadas debido a que son más fáciles de aplicar que los relevadores direccionales y puesta en trabajo ajustable. El tiempo de funcionamiento con unidades separadas es simplemente una función de la corriente en la unidad de sobrecorriente; la puesta en trabajo y la acción retardada de la unidad direccional son tan pequeñas que pueden despreciarse. Pero el tiempo de funcionamiento del relevador direccional es una función del producto de sus magnitudes de influencia y de polarización y del ángulo de fase entre éstas. Sin embargo, el relevador compuesto de unidades direccional y de sobrecorriente separadas, es algo mayor y esto impone algo más de carga en su fuente de transformador de corriente.

V.4. FILTROS DE SECUENCIA DE FASE.

Algunas veces es deseable hacer funcionar el equipo de protección por relevadores a partir de una componente particular de la secuencia de fases de la corriente o tensión de un sistema trifásico. Aunque la existencia de las componentes puede considerarse un concepto matemático es posible, sin embargo, separar las magnitudes reales de corrientes o tensiones trifásicas que son directamente proporcionales a cualquiera de las componentes de la secuencia de fases. La guía para el método del cual puede hacerse esto está dado por las tres ecuaciones siguientes de la teoría de las componentes simétricas:

$$I_{a_1} = \frac{1}{3} (I_a + aI_b + a^2I_c) \quad (5.1)$$

$$I_{a_2} = \frac{1}{3} (I_a + a^2I_b + aI_c) \quad (5.2)$$

$$I_{a_0} = \frac{1}{3} (I_a + I_b + I_c) \quad (5.3)$$

Las ecuaciones (5.1), (5.2) y (5.3) dan las componentes de la secuencia de fases de la corriente en la fase a en función de las corrientes trifásicas reales. Conociendo las componentes de la secuencia de fases para la fase a, podemos escribir las componentes para las otras dos fases; las componentes de la tensión se expresan en forma similar.

Un filtro de secuencia de fases hace eléctricamente lo que esas tres ecuaciones describen gráficamente. Se puede descartar en forma rápida el problema de la obtención de la componente de secuencia cero debido a que la corriente en el neutro de los transformadores de corriente conectados en estrella es tres veces la componente de secuencia cero. Para obtener una magnitud proporcional a la componente de la secuencia positiva de la corriente de la fase a, debemos proyectar una red que:

- a). defase I_b en 120° en sentido contrario a las manecillas del reloj;
- b). defase I_c en 240° en sentido contrario a las manecillas del reloj;
- c). suma vectorialmente I_a al vector suma de las otras dos magnitudes defasadas.

I_{a2} puede obtenerse en una forma similar excepto para la cantidad de defasamiento en I_b e I_c . Ya que estamos buscando magnitudes que sólo son proporcionales a las magnitudes reales de la secuencia de fases, no nos interesaremos por cambios en la cantidad de las magnitudes defasadas en tanto que las tres estén compensadas por igual para cambios de magnitud en cualquiera de ellos. Deberíamos recordar también que un defasamiento de 120° de una cantidad en sentido contrario a las manecillas del reloj es lo mismo que invertir la magnitud y defasarla 60° en sentido de las mismas, etc.

Antes de considerar las redes reales que han sido utilizadas para obtener las diversas magnitudes de la secuencia de fase, veremos primero algunas otras relaciones deducidas de aquellas ya dadas que muestran algunas otras manipulaciones de las corrientes reales para la obtención de las componentes deseadas. Las manipulaciones indicadas por estas relaciones se utilizan en algunos filtros donde no existe una magnitud de secuencia cero o donde ésta se ha restado de las magnitudes reales (en otras palabras, donde $I_a + I_b + I_c = 0$).

Una combinación es:

$$I_{a1} = \frac{1 - a^2}{3} (I_b - I_c) - I_b \quad (5.4)$$

$$I_{a2} = \frac{1 - a}{3} (I_b - I_c) - I_b \quad (5.5)$$

Otra combinación es:

$$I_{a1} = \frac{1 - a^2}{3} (I_a - a^2 I_b) \quad (5.6)$$

$$I_{a2} = \frac{1 - a}{3} (I_a - a I_b) \quad (5.7)$$

Y otra es:

$$I_{a1} = \frac{a - a^2}{3} (I_b - a I_a) \quad (5.8)$$

$$I_{a2} = \frac{a^2 - a}{3} (I_b - a^2 I_a) \quad (5.9)$$

La figura 5.3 muestra un filtro de corriente de secuencia positiva que ha sido utilizado intercambiando los puntos en los que fluyen I_b e I_c , el filtro se transforma en un filtro de corriente de secuencia negativa. En la figura 5.4 se muestra un filtro que sólo proporciona una magnitud proporcional a la componente de secuencia negativa, o la negativa más una proporción ajustable de la cero; intercambiando los puntos en los que fluyen I_b e I_c , se transforma en un filtro de corriente de secuencia positiva más secuencia cero.

Un fenómeno que debería observarse en la utilización de filtros de secuencia de fases, es el efecto de la saturación en cualesquiera de los elementos de la bobina del filtro. También las variaciones de la frecuencia y las armónicas de la corriente de entrada afectan la salida. Se apreciará que el proceso real de las magnitudes de defasamiento y la combinación de éstas, como se indica por la teoría de las componentes simétricas, requiere un alto grado de precisión si la magnitud deducida va a ser representativa en verdad de la magnitud deseada.

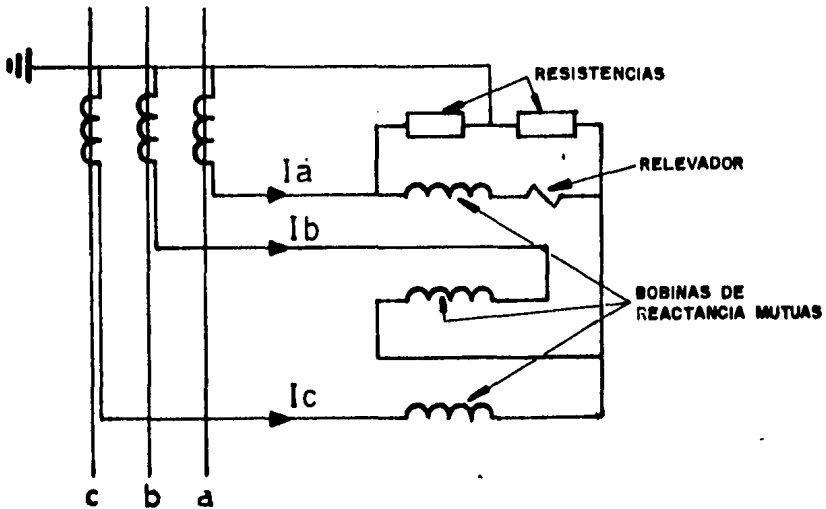


Fig. 5.3 Un relevador y filtro de secuencia positiva

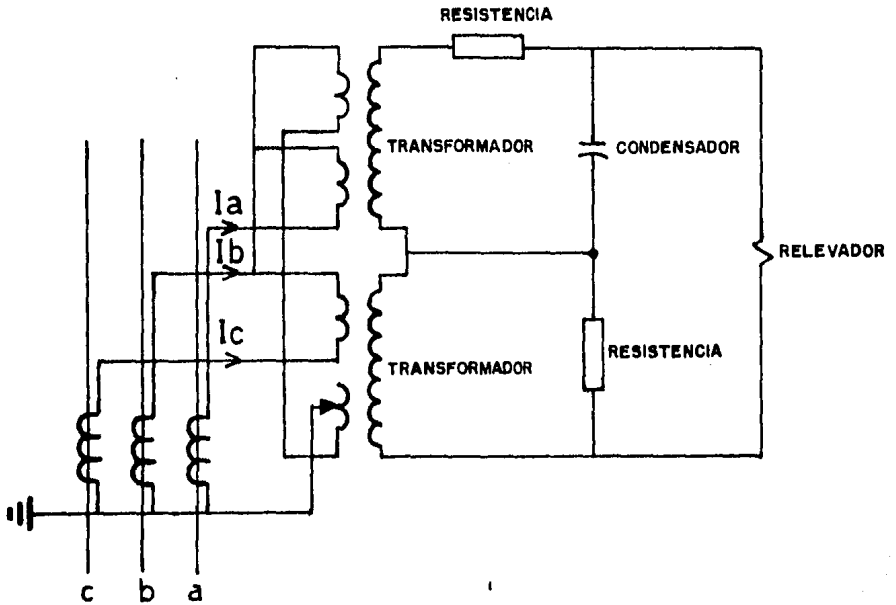


Fig. 5.4 Un relevador y filtro de combinación de corriente de secuencias negativa y cero

V.5. COMPARACION DIRECCIONAL APLICADA AL RECIERRE MONOPOLAR.

Uno de los elementos más característicos de este tipo de protecciones es el selector monopolar de fase. El sistema cuenta con tres selectores de ese tipo, uno para cada fase de la línea a proteger (ver figura 5.5); la estructura de operación de los selectores monopolares de fase se muestra a continuación.

Dichos selectores comparan el ángulo de fase entre las componentes de corriente de secuencia negativa y secuencia cero de cada fase.

A continuación describiremos su funcionamiento:

La figura 5.5 muestra la conexión de las mallas de secuencia positiva, negativa y cero para todos los casos donde las mallas de secuencia positiva y negativa están referidas a la fase A.

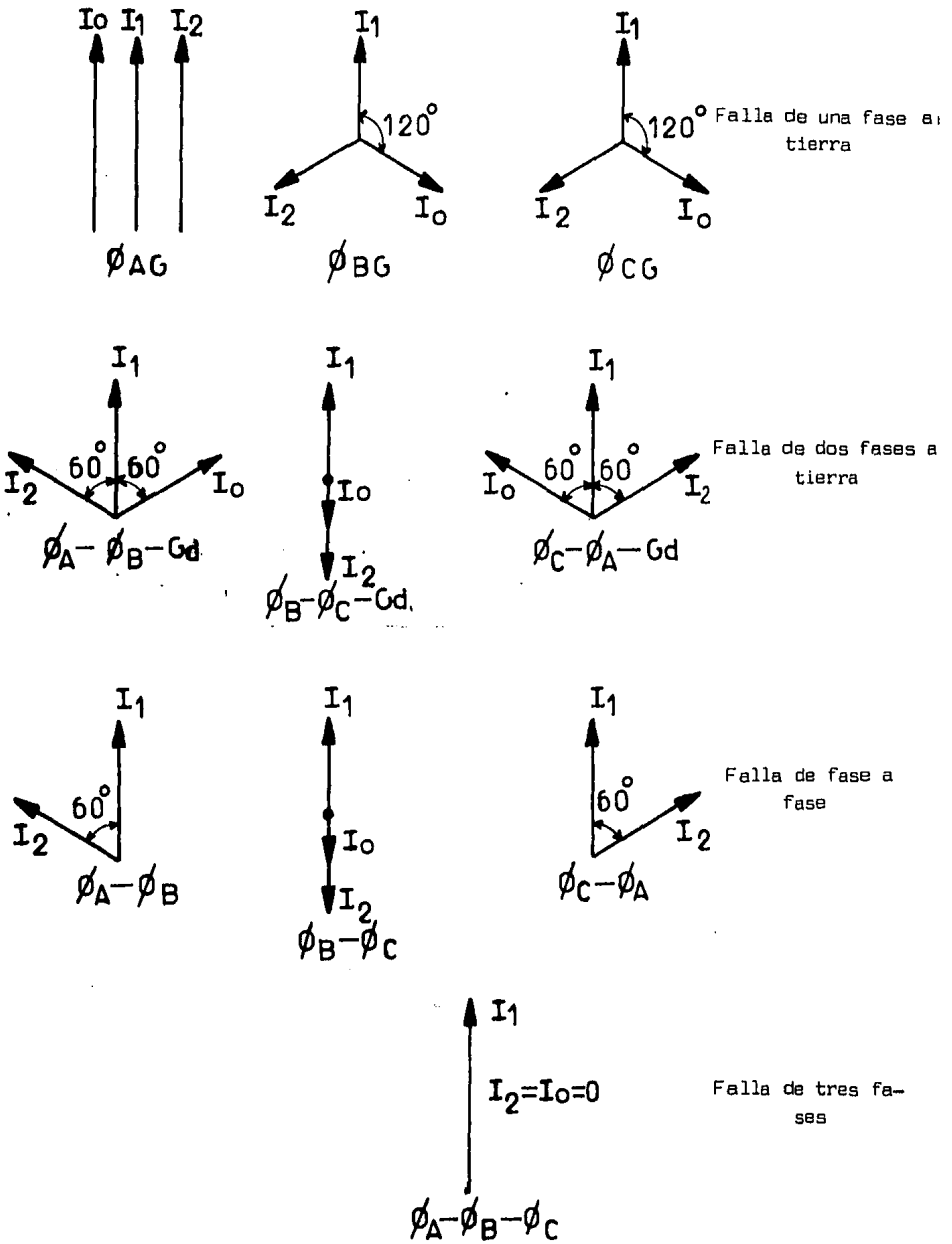


Fig 5.5. Secuencia de la malla de salida referida a la fase A

Notar que I_0 e I_2 están en fase para la falla AG pero están defasadas -120° para la falla de BG y CG. Este selector de fase operará con un margen a adecuado para fallas de la fase A a tierra, pero no para fallas de fase B o C a tierra. El selector para la fase B usa una malla de secuencia negativa que está referida a la fase B, así que I_2 e I_0 están en fase para una falla de la fase B a tierra. Además el selector para la fase C utiliza una malla de secuencia negativa que está referida a dicha fase, así que operará para fallas de fase C a tierra. La figura 5.6 indica la relación de la secuencia de corriente de fase para esas condiciones.

Dado que la malla de secuencia positiva de salida no es utilizada en el selector monopolar de fase, su operación no está afectada directamente por el flujo de la corriente de carga.

Los selectores monopolares de fase trabajan muy bien para fallas de una sola fase a tierra con gran resistencia de falla, dado que la resistencia de falla no cambia el ángulo entre I_0 e I_2 .

El selector monopolar de fase presta una gran seguridad para la detección de falla de una sola fase a tierra.

Otros elementos que se pueden representar en este tipo de protecciones es un detector direccional (el cual está capacitado para distinguir el flujo de corriente alterna en una dirección a la otra, reconociendo las diferencias en el ángulo de fase entre la corriente y la magnitud de polarización); un detector de corriente de secuencia negativa y otro de corriente de secuencia cero. Además cuenta con compuertas lógicas (las cuales se activan dependiendo de las señales de entrada lógica que les llega) y el carrier que es un transmisor de señales (en este caso se localiza el carrier transmisor en cada extremo de la línea, lo que permite determinar la dirección de la falla en la línea).

El sistema tiene además tres dispositivos de salida de disparo, uno para cada fase.

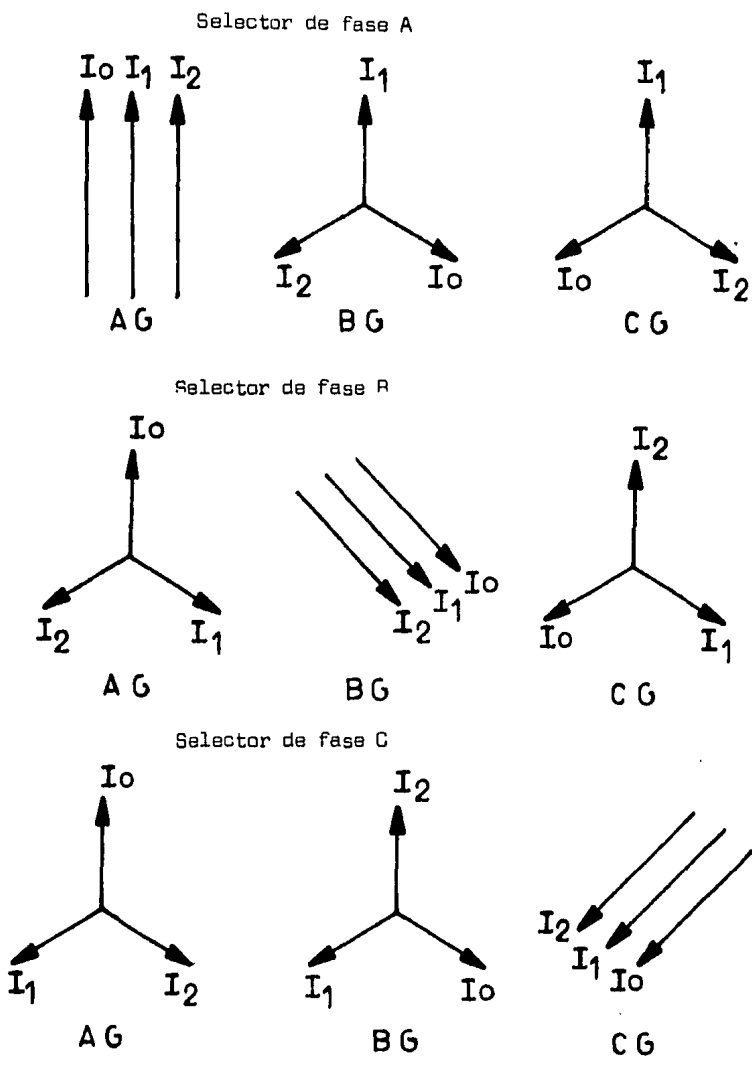


Fig. 5.6. Selector de fase de las señales de entrada para diferentes tipos de fallas de una línea a tierra.

Un esquema sencillo de esta protección se muestra en la figura 5.7 y el funcionamiento en conjunto es el siguiente:

Al presentarse la falla en el sistema se activan simultáneamente el detector direccional ($D2(t)$), los detectores de corriente de secuencia negativa ($I2(B)$) y el de secuencia cero ($I0(T)$) los cuales habilitarán las compuertas AND 1 y AND 57. A la salida de la AND 1 se mandará una señal al carrier transmisor, indicando que la falla se localiza en la dirección de la línea, así éste hará funcionar al carrier receptor que junto con la salida de la compuerta AND 1 podrán activar la AND 2 que a su vez operará la OR-31.

Cuando se presentó la falla, el selector monopolar de fase seleccionó la fase fallada. Ahora, suponiendo que la fase fallada fue la fase A, el selector QA mandará una señal que junto con la señal de salida de la AND 57 podrán habilitar a la compuerta AND 3 la que a su vez podrá activar a la OR 51, ésta mandará una señal de salida que en conjunto con una componente de corriente directa de la fuente de alimentación y la señal de salida de la OR 31, harán operar a la OR 51 que mandará una señal que activará el dispositivo de disparo de dicha fase fallada. Será el mismo funcionamiento para el caso de que la fase seleccionada fuera la fase B o la fase C.

V.6. RELEVADORES DE DISTANCIA.

Al aplicar los relevadores a un sistema de transmisión, es necesario establecer las características del relevador en los mismos términos en que se establecen las condiciones del sistema. Esto ocurre en especial para los relevadores de distancia. Si las características del relevador se conciben en función de volts y amperes, las condiciones del sistema deben establecerse en los mismos términos. Sin embargo, tratándose de los relevadores de distancia, es difícil pensar en términos de volts y amperes porque estos valores varían mucho para la misma respuesta del relevador. Esta respuesta es en función de la relación que existe entre los volts y los amperes, y para

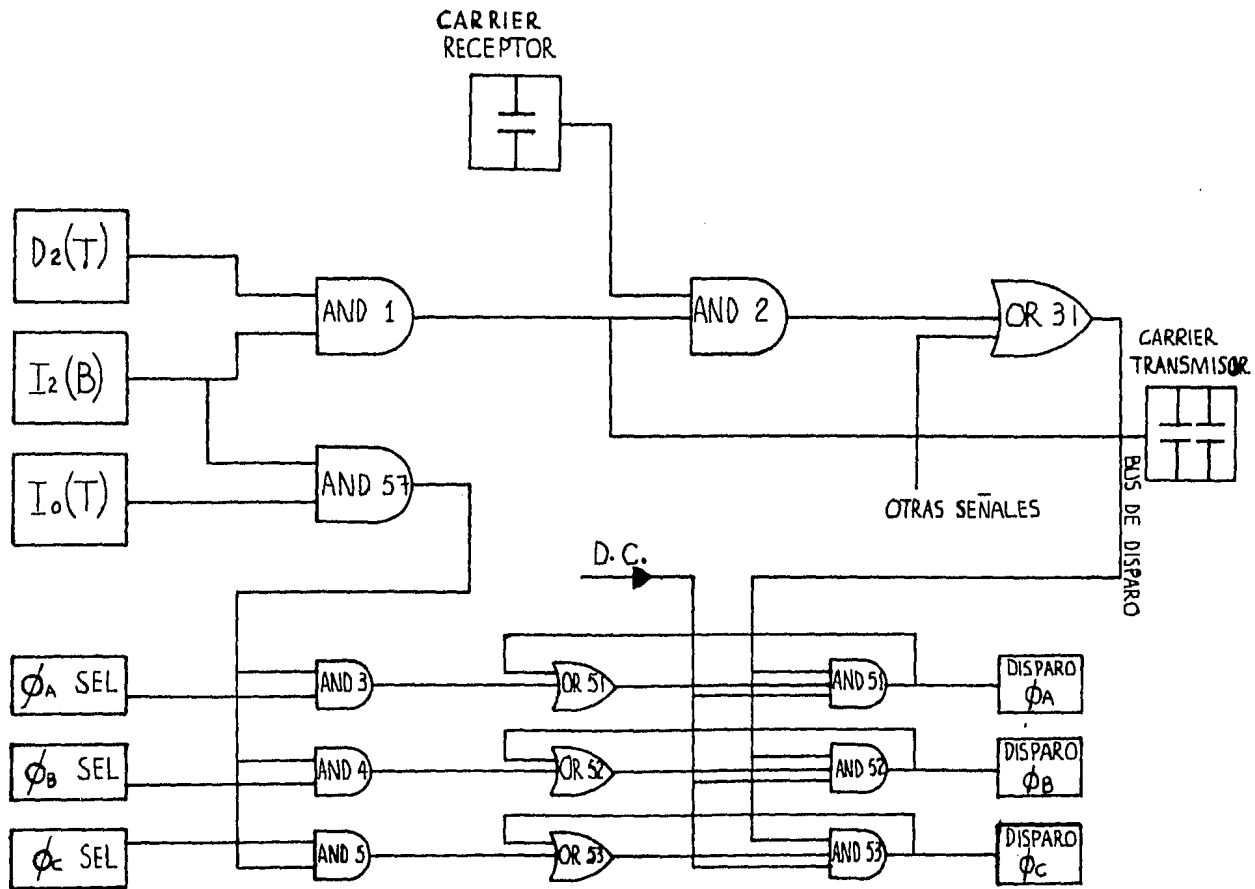


Fig. 5.7 Comparación direccional aplicada al recierre monopolar

cualquier valor dado de la relación puede existir un número infinito de valores de voltaje y amperaje. Por lo tanto las cosas se simplifican mucho si se piensa en la respuesta del relevador de distancia en función de la relación de volts y amperes, o en otras palabras, en la impedancia, la reactancia, la resistencia o una combinación de las mismas a la que responda el relevador. Sin embargo, al diseñar los relevadores de distancia, es necesario pensar en función de los volts, los amperes y el ángulo de fase a los que debe responder, porque éstas son las cantidades que realmente operan las partes actuales de los contactos.

Los principales relevadores de distancia son:

- a). Los de Impedancia
- b). Los de Reactancia
- c). Los de Admitancia (mho)
- d). Los de Ohm
- e). Los de Mho desplazado
- a). Relevadores de impedancia.

Este es un dispositivo que mide distancias comparando la corriente de falla I con el voltaje V que obra entre las terminales del lazo o circuito en el que está la falla. Es común tener en este caso un comparador de amplitud, la estructura del tipo haz balanceado es la que más se usa.

En la figura 5.8 se ilustra la característica trazada en el plano $R-X$, como se ve ésta es un círculo con centro en el origen, lo cual significa que operaría un simple relevador de impedancia comprendido en el círculo. La característica indica también que el relevador no es direccional y que es esencial proporcionar un relevador direccional junto con un relevador de impedancia.

Las características combinadas de un relevador de impedancia y un direccional se ilustra en la figura 5.9 en la cual $D-D$ representa la característi

ca del relevador direccional y la región de operación es la porción sombreada.

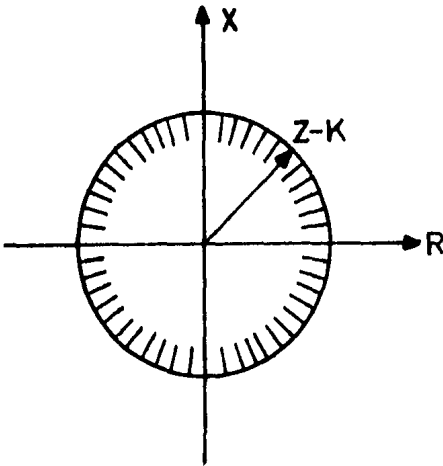


Fig. 5.8
Características del
relevador de impedancia

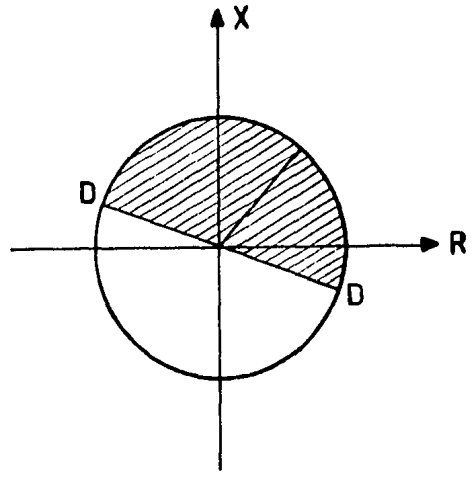


Fig. 5.9. Características combinadas del relevador de impedancia con el relevador direccional

b). Relevador de reactancia.

Representado en el diagrama R-X la característica del relevador de reactancia, nos quedará una línea recta paralela al eje horizontal R como se muestra en la figura 5.10

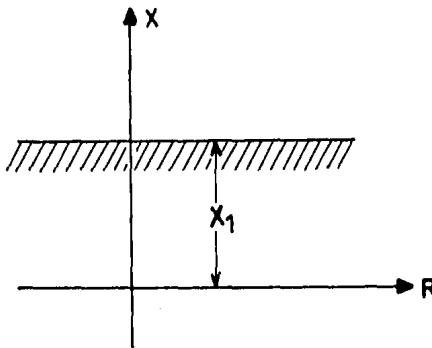


Fig. 5.10. Características del relevador de reactancia.

Con algún ajuste predeterminado del valor de X_1 , el relevador medirá cualquier valor de la reactancia inferior al de ajuste. Una reactancia responde solo a la componente reactiva de la impedancia del sistema; consecuentemente no es afectada por la resistencia del arco de falla. Sin embargo, cuando la resistencia de la falla tiene un valor alto, tanto que resultan comparables las magnitudes de las corrientes de carga y falla, se modifica el alcance del relevador por el valor de la carga y su factor de potencia y se puede presentar sobre alcance o subalcance.

En un esquema de medición de la reactancia, se utilizan relevadores de arranque con restricción en el voltaje para dar una respuesta direccional y lograr que no haya operación con carga. El relevador de reactancia, como se verá más adelante, es un caso particular de un relevador de ohm, en el cual el ángulo de compensación θ es de 90° .

c). Relevador de admitancia (o de Mho)

La representación de la característica del relevador es como se muestra en la figura 5.11.

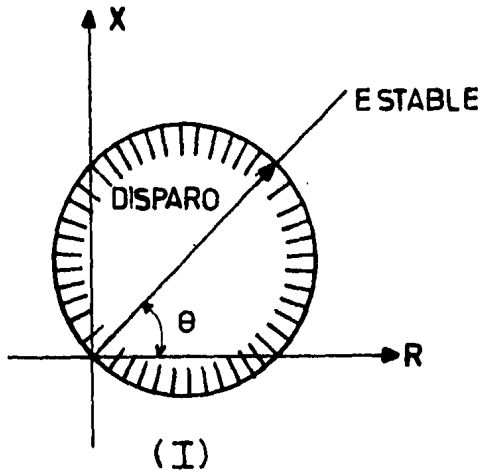


Fig. 5.11. Característica del relevador Mho en el plano R-X

Como el círculo pasa por el origen, es implícitamente direccional. Con tal característica, el relevador mide distancias solamente en una dirección. Puede usarse un circuito de memoria para prevenir el descenso inmediato del voltaje aplicado a las terminales del relvador, cuando se cierra un corto — circuito trifásico. Esto permite a la protección mho de alta velocidad operar correctamente en las fallas de cierre, siempre que el circuito protegido esté energizado antes del corto circuito.

d). Relevador de Ohm.

Como ya se explicó, un relevador de reactancia es un caso particular — de una característica del relevador de ohm y cuando se traza en el plano — R-X es una línea recta, como se muestra en la figura 5.12. El relevador de ohm se emplea como elemento complementario para modificar la región de operación de los otros elementos de protección.

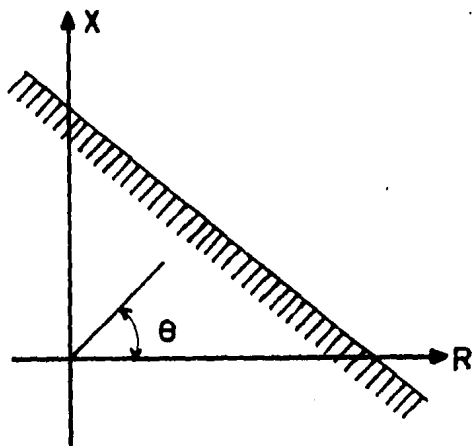


Fig. 5.12. Características del relevador de Ohm.

e). Relevador de Mho con desplazamiento.

La característica del relevador en el diagrama R-X, es representada —

por un círculo con centro fuera del origen y se ilustra en la figura 5.13.

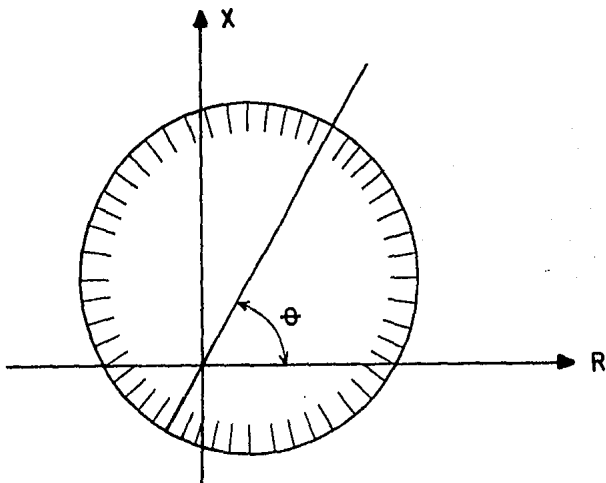


Fig. 5.13 Características del relevador Mho con desplazamiento

V.7. APLICACION DE LA PROTECCION DE DISTANCIA A TIERRA.

En el circuito de la figura 5.14 contemplamos el diagrama elemental para la protección de las tres fases por medio de un relevador de distancia a tierra 21G, un relevador de sobrecorriente de neutro 21GY y un relevador de tiempo 21GX, todos ellos con sus respectivos contactos auxiliares.

Forma de operación. Cuando exista una falla a tierra en cualesquiera de las fases ~~A~~, ~~B~~ y ~~C~~, la bobina del relevador auxiliar 21GY/10C se energiza a través de los transformadores de corriente del circuito de la figura -- 5.15 y cierra sus contactos 10C; la unidad de arranque direccional cierra -- sus contactos SU (unidad mho, siempre y cuando la falla esté dentro de su ca racterística) dependiendo en cual fase es la falla, el relevador auxiliar -- 21GY/A se energiza y cierra sus contactos auxiliares de fase A1, A2 o A3 al mismo tiempo que energiza el relevador de tiempo 21GX/TX, el cual, al energi zarse, cierra sus contactos energizando el 21GX/TU, si la falla es en la pri

mera zona, (ver figura 5.16) que también es zona ohm, se energiza el 21G/OX después del tiempo de ajuste del TU2 y el 21G/O también se energiza cerrando sus contactos; al energizarse el 21G/OX sus contactos normalmente cerrados abren y los normalmente abiertos cierran energizando el 21GX/T2 y la bobina TC, la cual hace disparar el interruptor 52 tripolarmente (ver circuito de la figura 5.15).

Si la falla es en la tercera zona, (ver figura 5.16), no cierran los - contactos 21G/O puesto que la falla no es en las unidades ohm, sino que es en la zona mho, no energizándose con esto ni el 21GX/T1 ni el 21GX/T2; el - relevador 21GX/TU que sí se mantuvo energizado cierra el contacto 21GX/TU3 después de su tiempo de ajuste energizando el 21GX/T3 y la bobina TC disparando el interruptor 52 tripolarmente (ver circuito de la figura 5.15). Al existir disparo en el interruptor 52 por falla en cualquiera de las líneas en sus diferentes zonas, la bobina TC queda energizada mediante el contacto de sello o de enclave 21G/SI, garantizando con esto que el interruptor 52 - abra.

La luz roja indicará el estado de la protección, si está apagada puede indicar que el interruptor está abierto o que hay falta de potencial de C.D.

Nota: en la tabla 5.1 se indica el significado de la nomenclatura usada.

MECANIS- MO N.	ELEMEN- TO	DESCRIPCION
21G		Relevador de distancia a tierra
	SU	Unidad direccional
	O	Unidad ohm, tipo reactancia
	OX	Transformador auxiliar de zona para unidad ohm
	T8SI	Bandera y sello
	TR	Transactor
	TM	Transactor mutuo
21GX		Relevador de tiempo
	T1	Bandera zona 1
	T2	Bandera zona 2
	T3	Bandera zona 3
	TU	Elemento de tiempo
	TU-2	Contacto de tiempo, zona 2
	TU-3	Contacto de tiempo, zona 3
	TX	Auxiliar al elemento de tiempo
21GY		Auxiliar al relevador de distancia
	A1	Auxiliar de fase 1
	A2	Auxiliar de fase 2
	A3	Auxiliar de fase 3
	1CC	Detector de falla a tierra
52		Circuito, interruptor de energía eléctrica
	TC	Bobina de disparo
	a	Switch auxiliar
94		Relevador auxiliar de disparo
	TTRX	Receptor de carrier

Tabla 5.1

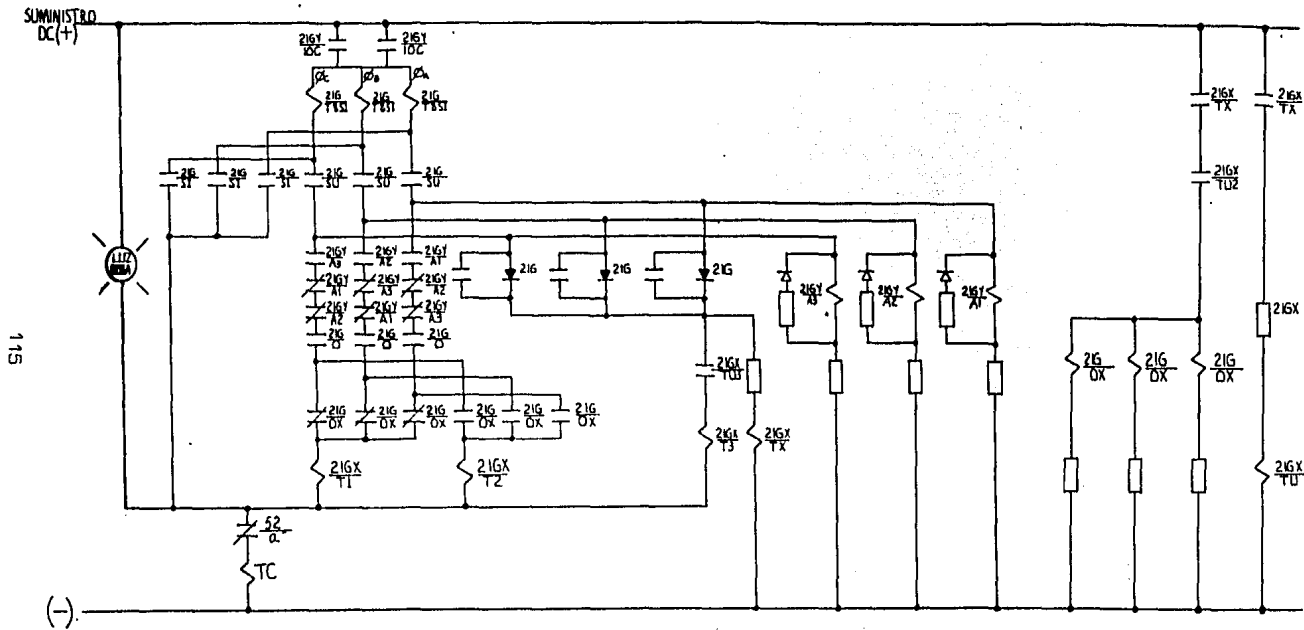


Fig. 5.14

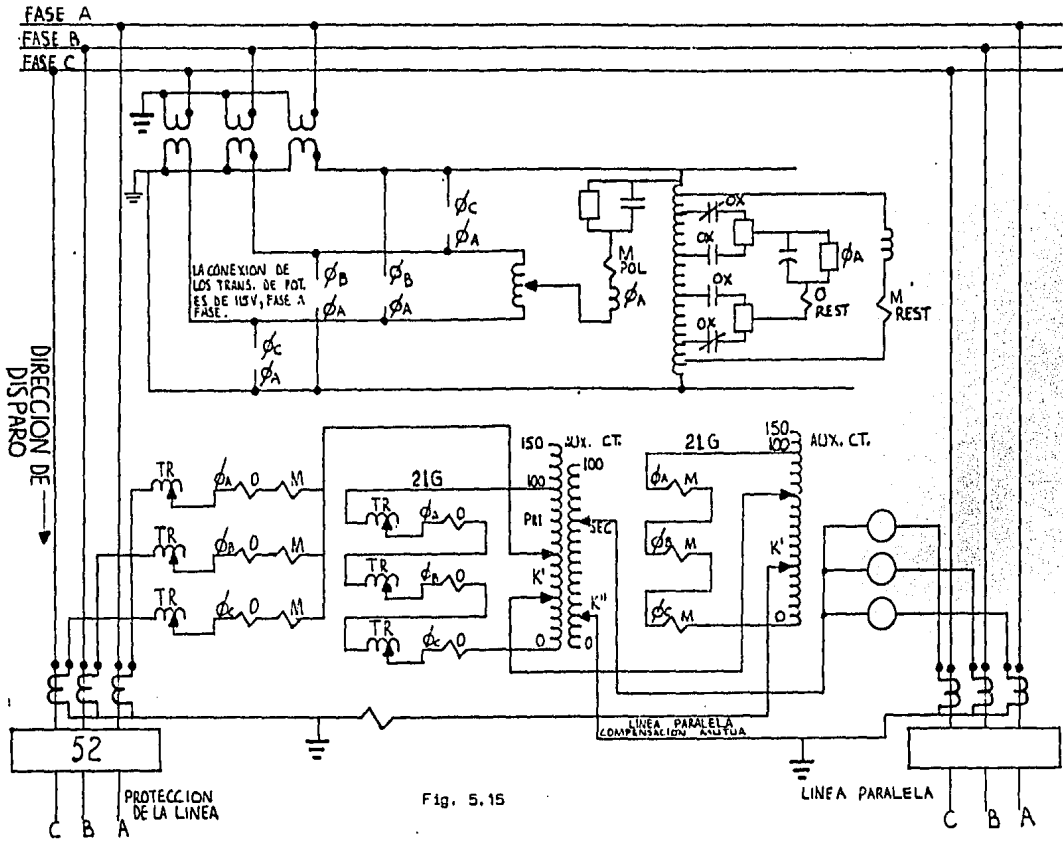


Fig. 5.15

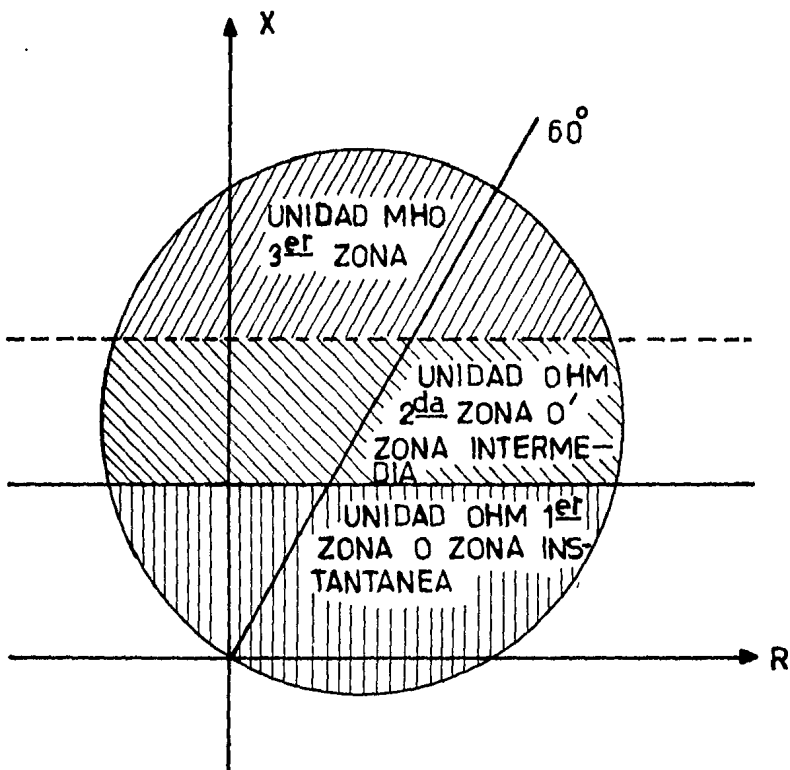


Fig. 5.16

Característica de las unidades ohm y de arranque mho sobre un diagrama de impedancias para el relevador de distancia de protección a tierra. En él podemos observar que el círculo pasa por el origen, motivo por el cual es implícitamente direccional (característica vista en los relevadores de admitancia o de mho).

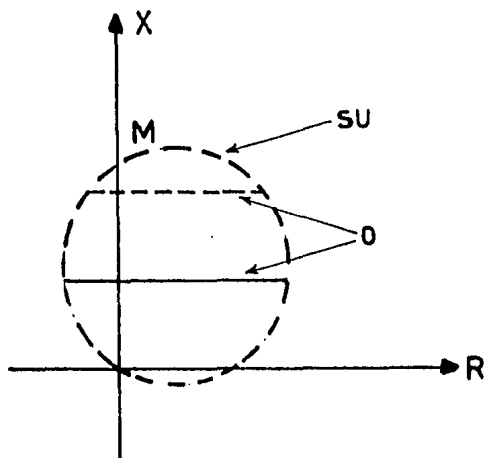


Fig. 5.17. Características del relevador de distancia

V.8. ESQUEMA DE PROTECCION DE DISTANCIA APLICADO AL RECIERRE MONOPOLAR.

El circuito de la figura 5.18 representa un diagrama elemental para la protección de distancia aplicada al recierre monopolar.

Forma de operación. Para su explicación hemos escogido la fase A (ϕ_A), pero es lo mismo para las fases B y C (ϕ_B y ϕ_C). Al existir una falla en la fase A, la bobina del relevador 21GY/10C es energizada por medio de los transformadores de corriente del circuito de la figura 5.15, cerrando sus contactos; también la unidad de arranque direccional cierra sus contactos SU (unidad mho siempre y cuando la falla esté dentro de su característica). Cerrando los contactos 10C y SU se energizan los relevadores 21GY/A1 y 21GX/TX los cuales cierran sus contactos, éste último al cerrar sus contactos energiza al relevador de tiempo 21GX/TU. Si la falla es en la zona 1 (ver figura 5.16) cierra el contacto 21G/O por ser unidad ohm energizándose la bobina 21GX/TI y 52/Q1 mandando el disparo monopolar a la fase 1. Si la falla es en la fase 2 (ver figura 5.16) el 21G/O cierra sus contactos hasta que pasó el tiempo de ajuste del TU2 el cual energiza la bobina del relevador 21G/OX y al energizarse éste abre sus contactos normalmente ce--

rrados, haciendo que no opere el 21GX/T1 y cierra sus contactos normalmente abiertos energizando el 21GX/T2 y la bobina 94 la cual cierra sus contactos, y dispara el interruptor tripolarmente.

Si la falla es en la zona 2 cercana al otro extremo de la línea, entonces la otra terminal operará con zona 1 y mantendrá una orden a este extremo con el fin de acelerar la operación a través de los contactos TTRX, que cierran, y entonces el disparo será monopolar. Si la falla es en la zona 3 (ver figura 5.16) que es zona mho, no cierra el contacto 21G/O por lo que nunca se energizan las bobinas 21GX/T1 y 21GX/T2, pero sí cierra el contacto 21GX/TU3 después de su tiempo de ajuste ya que el 21GX/TU se mantuvo energizado, al cerrar este contacto energiza el 21GX/T3 y la bobina 94 la cual cierra su contacto y dispara el interruptor tripolarmente.

V.9. PROTECCION POR COMPARACION DE FASE.

El equipo de protección por comparación de fase utiliza su carrier para comparar la relación de fase entre la corriente que entra en una terminal de una sección de las líneas de transmisión y la que sale por la otra. Las magnitudes de la corriente no se comparan.

Basándonos en la figura 5.19, analizaremos la protección por comparación de fase.

La figura 5.19 muestra esquemáticamente los elementos principales del equipo en ambos extremos de una línea de transmisión de dos terminales que utiliza un carrier por corriente portadora.

Como en la protección por carrier de corriente alterna los transformadores de corriente de la línea de transmisión alimentan un filtro de secuencia de fases, normalmente de secuencia negativa o cero, se transforman las corrientes de salida de los transformadores de corriente en una corriente de salida monofásica (señal cuadrada). Esta corriente (señal cuadrada)

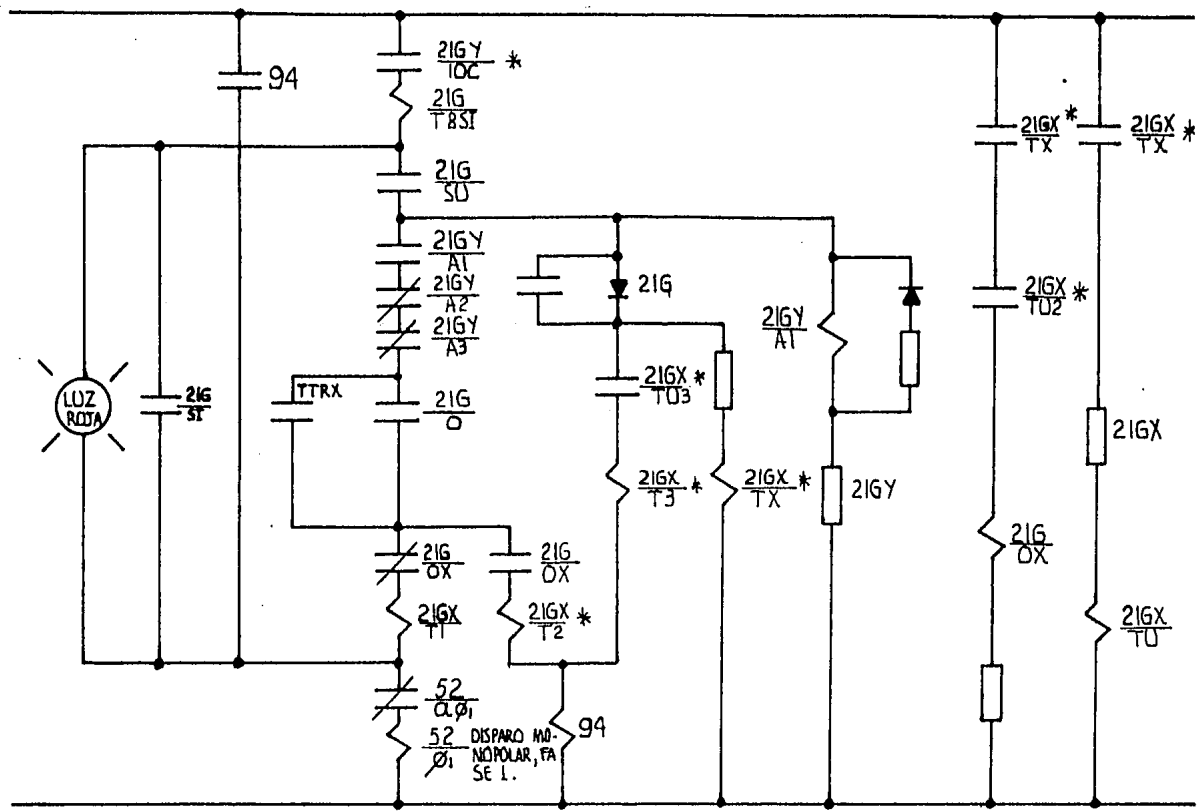


Fig. 5.18

- ✦ Enlace
- * Relevador común
- A las tres fases
- + Cruce unicamente

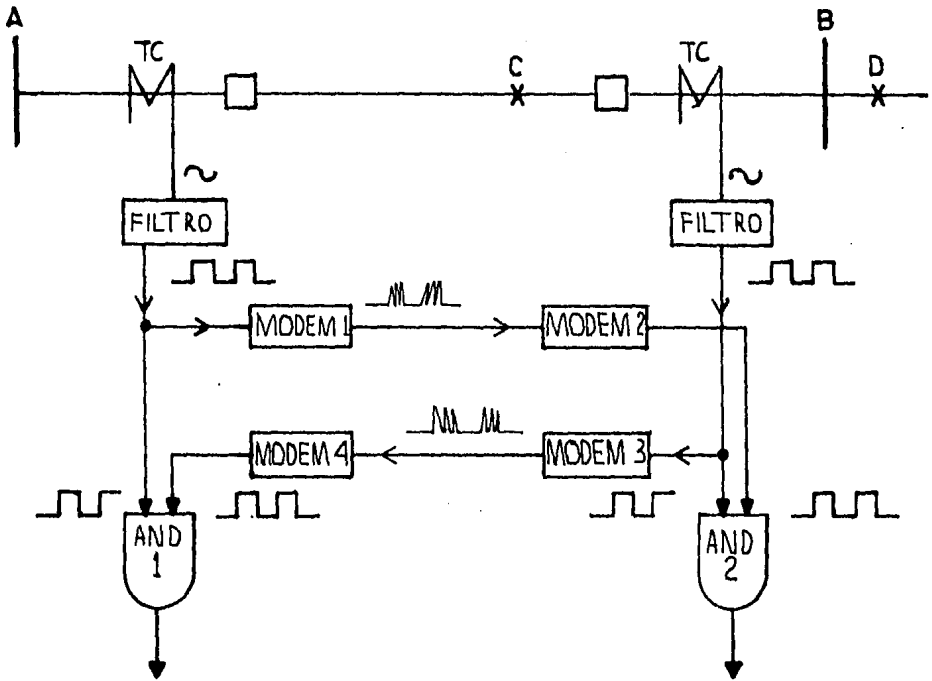


Fig. 5.19 Diagrama unifilar

se aplica a una compuerta (comparador) AND1 y a un MODEM 1 cuya función es convertir la señal cuadrada a otro tipo de frecuencia para poder ser transmitida hasta un MODEM 2 que está en el extremo B, el cual la vuelve a convertir nuevamente en una señal cuadrada y así entrar a otra compuerta (comparador) AND 2 que está del otro extremo de la línea.

Para que exista la protección por comparación de fase, el transformador de corriente (TC) en el extremo B alimenta un filtro de secuencia de fases que transforma la corriente de salida del TC en una corriente de salida monofásica (señal cuadrada). Esta corriente se aplica a una compuerta (com-

parador) AND2 y a un MODEM 3 cuya función es la de convertir la señal cuadrada a otro tipo de frecuencia para poder ser transmitida hasta un MODEM 4 -- (que se encuentra en el extremo A) el cual la vuelve a convertir otra vez en una señal cuadrada y así entrar a la compuerta AND 1.

Una vez que las compuertas AND 1 y AND 2 están comparando con las corrientes de los dos extremos de la línea, éstas controlan el funcionamiento de un relevador auxiliar para el disparo del interruptor de la línea de transmisión.

Estos elementos proporcionan medios para la transmisión y recepción de las señales de la corriente portadora para comparar en cada extremo las relaciones de fase relativas de las corrientes de la línea de transmisión en ambos extremos de la misma.

V.10. PROTECCION POR COMPARACION DE FASE MEDIANTE CANALIZACION APLICADA AL RECIERRE MONOPOLAR.

La figura 5.20 nos muestra este tipo de protección, y observamos que para este circuito existe protección por fase. El funcionamiento de los elementos principales del equipo en ambos extremos de las tres fases de dos terminales que utiliza un carrier por corriente portadora es análogo al estudiado en la sección anterior; la diferencia está en que para este caso sale de servicio únicamente la fase fallada, y además para este caso resulta tres veces más caro comparado con la protección vista en la sección anterior. Por tanto es una protección con pocas posibilidades de aplicación.

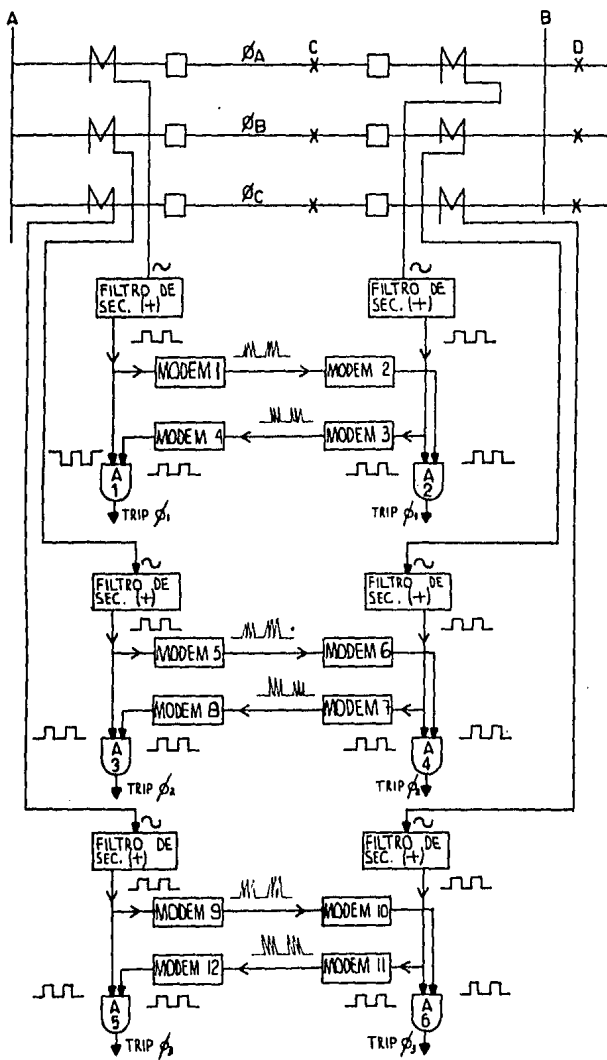
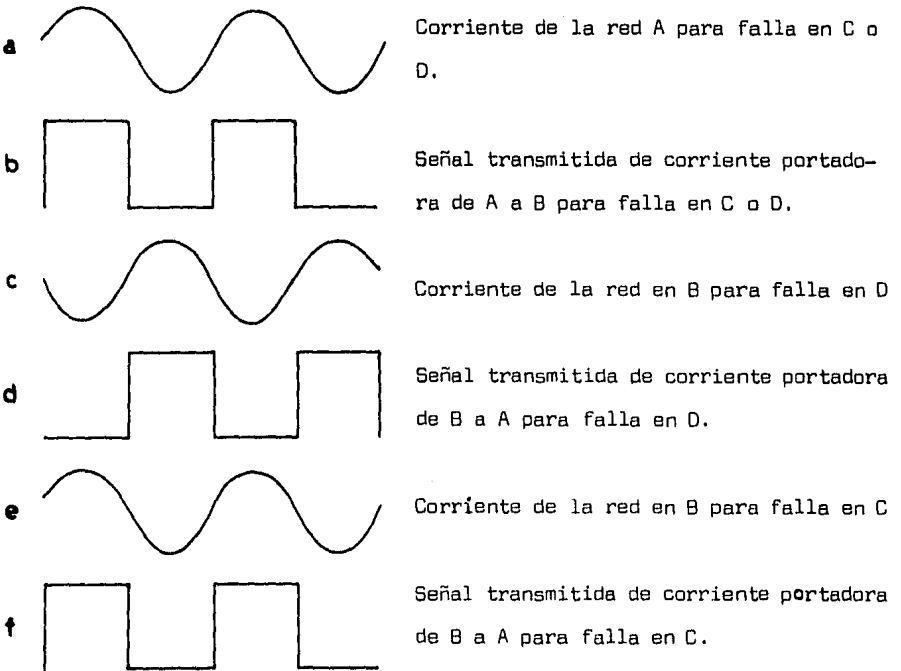


Fig. 5.20

Relaciones entre las corrientes de salida de la red y las señales de la corriente portadora que se transmiten durante condiciones de falla externa o interna.



Se observa que para una falla externa en D, las corrientes de salida de la red en las estaciones A y B ondas a y c están 180° fuera de fase. Esto se debe a que las conexiones de los transformadores de corriente en las dos estaciones están invertidas.

Se puede ver que para una falla interna en C, antes de ocurrir la falla la onda cuadrada local y la onda cuadrada remota están en fase (ondas b y f), así pues el disparo ocurrirá si éstas corrientes están fuera de fase

con un ángulo de aproximadamente 90° y con una frecuencia base de 60 Hz. También debe haber suficiente flujo de corriente de corto circuito para poner a trabajar a los relevadores para disparar los interruptores.

El tiempo de viaje de la onda cuadrada remota, así como también el efecto capacitivo e inductivo son factores que se deben de analizar para este tipo de falla.

La protección por comparación de fase es ajena a los efectos de las ondas de potencia o pérdida de sincronismo entre fuentes de generación más allá de los extremos de una línea protegida. Igualmente las corrientes que fluyen en una línea a causa de la inducción mutua de otro circuito cercano no afectará el funcionamiento del equipo.

En ambas situaciones, las corrientes fluyen a través de la línea como hacia una carga externa o hacia un corto circuito externo.

V.11. APLICACION DE LA PROTECCION POR COMPARACION DE FASE APLICADA AL RECURRE MONOPOLAR (UTILIZANDO SELECTORES DE FASE).

A partir del análisis hecho anteriormente, una vez que las compuertas AND 1 o AND 2 han detectado una falla en combinación con los selectores de fase, se actuará con el fin de disparar la fase fallada; esta operación se lleva a cabo en cualquiera de los dos extremos A o B.

De aquí se ve que este tipo de protección resulta más factible que el tipo analizado en la figura 5.19. El diagrama de dicha protección se muestra en la figura 5.21.

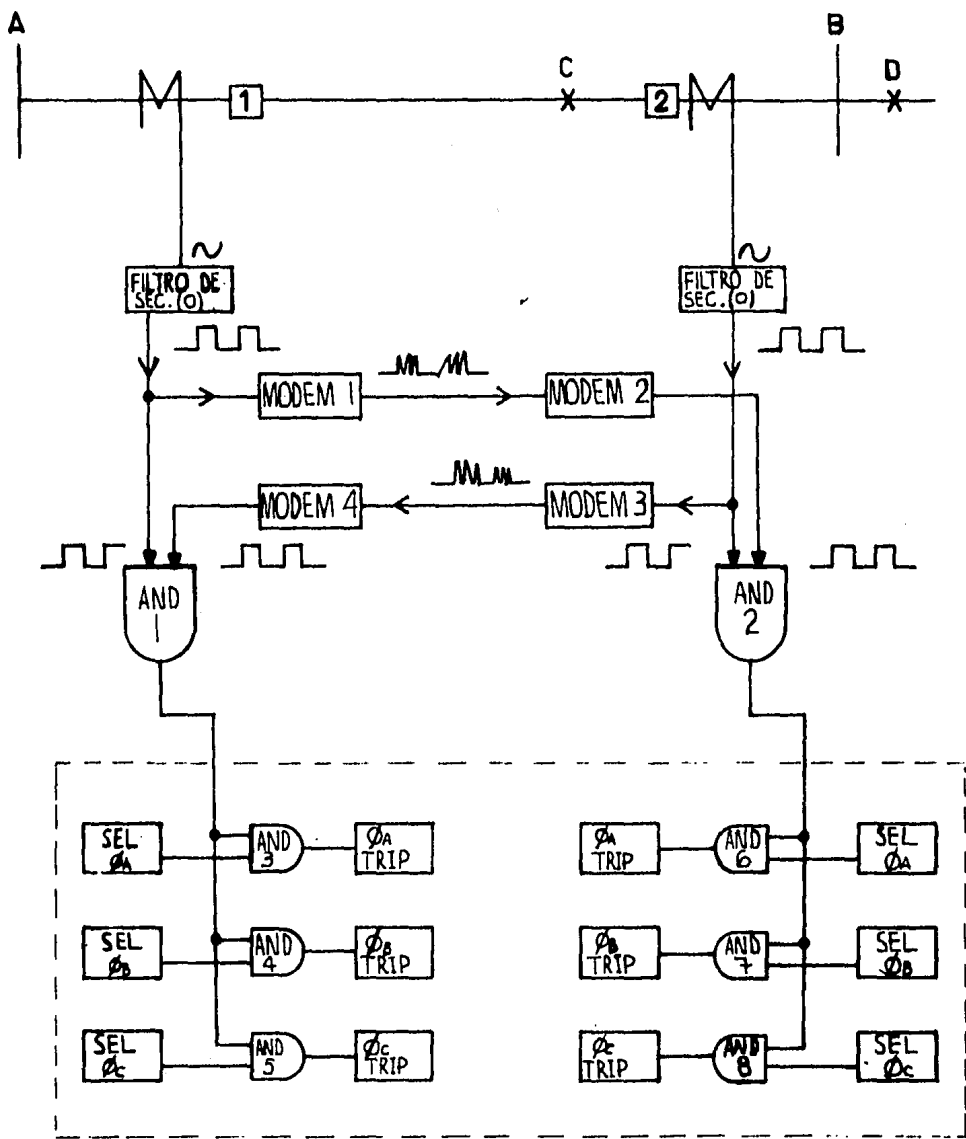


Fig. 5.21

CONCLUSIONES

La realización del esquema de disparo y recierre monopolar tiene varias ventajas; entre ellas destacan la minimización de costos al no tener que --- construir circuitos adicionales para la transmisión de la potencia eléctrica, se obtiene dentro de lo posible continuidad de potencia siempre y cuando e--- xistan fallas monofásicas y transitorias, condiciones fundamentales que exige el esquema de disparo y recierre monopolar para su correcta operación.

Así pues, desde el punto de vista de minimización de costos y de efi--- ciencia en cuanto a continuidad se refiere, la implementación del esquema de disparo y recierre ha resultado ampliamente favorable para la transmisión de la energía eléctrica. La construcción de circuitos adicionales se efectúa só lo cuando las medidas para evitarlo se hayan agotado o haya conveniencia des de el punto de vista técnico.

La inestabilidad en todo sistema eléctrico de potencia es siempre inde--- seable, presentándose la necesidad de tener en cuenta cuales son las causas que la originan, y haciendo un amplio estudio de ella obtener la pauta para contar con medidas tendientes a evitarla.

Se ha comprobado que el esquema de disparo y recierre monopolar presenta ciertas limitantes conocidas, como la corriente secundaria que circula --- por el arco eléctrico, el tiempo muerto y otras, lo que implica la necesidad de compensar o de eliminar hasta donde sea posible las limitaciones o proble--- mas graves que presenta este esquema mediante dispositivos adecuados y efec--- tivos; se tendrá en cuenta que los interruptores y demás dispositivos que --- forman parte del área de las protecciones prestan un gran servicio y por tal razón se ha efectuado un amplio contexto de este tema, cuyos esquemas ini--- cialmente hechos para proteger tripolarmente a un circuito eléctrico han su frido modificaciones desde el punto de vista técnico, pero desde luego bus--- cando que su eficiencia sea igual o mejor al trabajar como un esquema de ---

protección monopolar.

En el transcurso de esta tesis se han analizado argumentos bien fundamentados que aunados a puntos referidos en párrafos anteriores demuestran - que la aplicación del esquema de disparo y recierre monopolar funcionará correctamente.

La Comisión Federal de Electricidad ha hecho posible la instalación de equipos de recierre monopolar en líneas de transmisión de 400 KV y 230 KV, - logrando con esto aumentar la confiabilidad y disponibilidad del sistema.

Hasta el año de 1984 cuentan con el esquema de disparo y recierre monopolar las líneas de transmisión de 400 KV de Manzanillo-Acatlán y Manzanillo -Atequiza y las líneas de 230 KV Avalos-Moctezuma-Reforma. Por otra parte existen 9 líneas más en las cuales se lleva instalado un determinado porcentaje del equipo de recierre monopolar el cual comprende los siguientes elementos:

- Obra civil
- Reactores
- Equipo de protección
- Equipo de comunicaciones
- Resistencias de preinserción
- Apartarrayos de óxido de Zinc

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Folletos de la Gerencia de Generación y Transmisión de la C.F.E.
- 2.- Síntesis de fallas en líneas de transmisión (1982 - 1983) C.F.E.
- 3.- Redes eléctricas. Tomos I y II
Ing. Jacinto Viqueira Landa
Ed. Representaciones y Servicios de Ingeniería, S.A.
- 4.- Folletos de la Subdirección de Construcción de la C.F.E.
- 5.- Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica.
Ing. Gilberto Enríquez Harper. Tomos I y II
Ed. Limusa
- 6.- Estabilidad de sistemas de potencia (Power system stability)
Volume I Elements of stability calculations.
Edward Wilson Kimbark, S.D.
- 7.- Sistemas eléctricos de potencia.
William D. Stevenson, Jr.
- 8.- Suppression of ground fault arcs on single pole switched EHV
Lines by shunt reactors E.W. Kimbark
IEEE Winter Power Meeting, N.Y. Feb. 1964
- 9.- The application of high speed grounding switches for single pole reclo-
sing on 500 KV power system.
R.M. Harsibar E.T.A.L.
IEEE Trans. on power AP and SYS.
Vol. Pas. 100 No. 4 April 1981
- 10.- Single pole switching - A comparison of computer studies with field
test results.
S.J. Balser ET. AL.
IEEE Res Summer Meeting Vancouver B.C.
Canada July 15 - 21 1973
- 11.- El arte y la ciencia de la protección por relavadores.
Russel Mason
Ed. C.E.C.S.A.
- 12.- Protección de sistemas de potencia e interruptores.
Rabindranath Chander.
- 13.- Folletos de la General Electric Co.

- 14.- Power O. and M. Bulletin. No. 16.
- 15.- Field test procedure for protective relays.
Department of the Interior
Bureau of Reclamation.
Denver, Colorado.
- 16.- Applied protective relaying.
Westinghouse Electric Corporation.
Relay - Instrument Division, Newark, N.J. 07101
- 17.- Programación Fortran IV.
Daniel D. McCracken
2a. edición
Ed. Limusa.