

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO



FACULTAD DE INGENIERIA

DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

T E S I S
QUE PARA OBTENER
EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N
JAIME GRANADOS DE LA ROSA
ANTONIO MIRANDA CERON
PEDRO TELLEZ RODRIGUEZ
JORGE ENRIQUE THOMAS LOMELI



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

I N D I C E

	PAG.
PREAMBULO -----	1
INTRODUCCION -----	4
CAPITULO 1 PRINCIPIOS DE ESTABILIDAD -----	8
1.1 Estabilidad en régimen permanente --	12
1.2 Estabilidad en régimen transitorio -	20
CAPITULO 2 EFECTOS DE LA DISMINUCION DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA -----	33
2.1 Efectos eléctricos que produce la -- disminución de frecuencia -----	35
2.2 El efecto de la disminución de fre- cuencia en la capacidad de plantas - generadoras y en la operación del -- sistema -----	40
2.3 Límites de operación del sistema ---	57
CAPITULO 3 CARACTERISTICAS DE LA FRECUENCIA -----	60
3.1 Tasa de variación de la frecuencia - considerando constantes los pares de generación y carga -----	66
3.2 Tasa de variación de la frecuencia - considerando la variación de la car- ga y el par del generador con la fre cuencia -----	69
CAPITULO 4 RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA -----	82
4.1 Relevador de frecuencia del tipo dig co de inducción -----	84

4.2 Relevador de frecuencia del tipo cilindro de inducción -----	92
4.3 Relevador de frecuencia estático ----	101
CAPITULO 5 DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA-	107
5.1 Formulación de un esquema de desconexión de carga -----	110
5.2 Aplicación del algoritmo de desconexión de carga a un caso particular --	131
RESUMEN -----	147
CONCLUSIONES -----	149
APENDICE I: Formulación del algoritmo de desconexión de carga por baja frecuencia ---	153
APENDICE II: Cálculos para la optimización de los ajustes de frecuencia -----	163
BIBLIOGRAFIA -----	179

P R E A M B U L O .

La electricidad es un factor determinante en el desarrollo de los pueblos, se instala en la historia reciente y en el futuro próximo de la sociedad como eje de lo que se ha hecho y lo que se hará en los campos de la industria, la recreación y la cultura.

El hombre actual no podría entender su ambiente sin la electricidad, ésta es inherente a la civilización.

¿Se pueden imaginar las actividades humanas sin la energía eléctrica?.

Nuestra imaginación no alcanza a concebir su magnitud ya que ésta forma parte de nuestra vida cotidiana, tanto, que la ocupamos sin pensar en ella.

Suspender el fluido eléctrico en modernos centros habitados equivale a parar las principales actividades civilizadas.

El panorama electrificado verdaderamente representa el progreso del hombre, es su imagen, puesto que piensa y actúa por impulsos de su propia electricidad.

Los beneficios de la electricidad llegaron a México en las dos últimas décadas del siglo pasado con las compañías extranjeras, para utilizarla en minas y para mecanizar los telares e incrementar su producción. El año de 1881 marca, en cierto modo, el principio del alumbrado público en la capital de la República; eran apenas los inicios.

Pero no fué sino hasta la década de los cuarentas del --

presente siglo, con el inicio de la segunda guerra mundial y la subsecuente industrialización de algunas regiones del país, que la electricidad comenzó a manifestarse como un factor importante en su desarrollo económico.

A partir de esa fecha, la demanda de fluido eléctrico comenzó a mostrar una fuerte tendencia al aumento convirtiéndose en un factor determinante para el presente y el futuro económico, ya que, salvo algunas excepciones, el fluido eléctrico es insumo de las actividades productoras de bienes y servicios.

Es por ésto que la electricidad está tan relacionada con la producción nacional, y debido a esa relación, es necesario asegurar, dentro de un marco de confiabilidad aceptable, su continuidad.

El sistema eléctrico nacional está formado por un conjunto de sistemas regionales, que forman una compleja red de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica que beneficia gran parte del país. Estos sistemas regionales a excepción de los dos peninsulares están interconectados entre sí; tal situación acrecienta la magnitud e importancia de los efectos producidos por algún disturbio o situación anormal en el sistema, ya que puede afectar la operación y suministro del fluido eléctrico en gran parte del mismo.

La suspensión temporal del fluido eléctrico repercute directamente en la economía del país; ya que, como consecuencia inmediata, también se suspende gran parte del proceso productivo. Es decir, el costo de la suspensión no es solamente lo que deja de facturar la compañía suministradora sino, más bien, el efecto total ejercido so

bre la economía nacional. La medición precisa de este -- efecto es sumamente difícil de obtener debido a la gran cantidad de variables involucradas; por esta razón, sólo es posible tener una aproximación del mismo, la cual se obtiene mediante el índice de costo de falla que resulta de la relación:

$$CF = \frac{\text{Producto Nacional Bruto (PNB)}}{\text{Energía total producida en un año}}$$

En 1978 su valor fue de 39.72 \$/KWH. que es 71 veces mayor que el costo promedio de la energía desde el punto de vista de la compañía suministradora.

El índice no es muy exacto, debido a que no todo el PNB tuvo como insumo al fluido eléctrico, pero da una idea de las repercusiones económicas en el país.

Además del aspecto económico hay otras repercusiones de la suspensión temporal del fluido eléctrico, como provocar un caos social en los modernos centros habitados, -- como ocurrió el verano de 1977 en la ciudad de Nueva York, donde sucedieron escenas de vandalismo y terror en la noche del apagón y que paralizó a uno de los centros industriales más importantes de los Estados Unidos.

La suspensión del suministro de energía eléctrica, total o parcial, es debida a múltiples causas como: fallas trifásicas, de fase a tierra, fallas en subestaciones, etc., para minimizar los efectos de estos disturbios, entre -- otros procedimientos se tiene la Desconexión de Carga -- por Baja Frecuencia, objeto del presente trabajo.

I N T R O D U C C I O N .

Un sistema de energía eléctrica está formado por una diversidad de cargas eléctricas repartidas en una región, - de plantas generadoras que producen esa energía, una red de transmisión y distribución para transportarla y todo el equipo adicional necesario para lograr que el suministro sea de la mejor calidad con la correspondiente justificación económica de tal servicio.

El término calidad del servicio implica las características de continuidad de servicio, regulación de voltaje y control de frecuencia adecuados. Se ha mencionado la importancia que tiene la Industria Eléctrica en las actividades humanas y lo necesario que resulta mantener la continuidad del servicio. Para alcanzar ese fin, los sistemas de energía eléctrica se diseñan y operan para que -- siempre exista una capacidad de generación y transmisión disponible, y satisfacer así los requerimientos de carga en cualesquiera de sus áreas frente a cualquier condición prevista del sistema. Sin embargo, siempre existirá la posibilidad de que serias perturbaciones y combinaciones impredecibles de condiciones anormales de operación causen al sistema deficiencias de generación, por lo que se deben tomar las medidas de emergencia adecuadas para contrarrestar tales deficiencias de generación y prevenir - que los disturbios se propaguen en cascada ocasionando - la interrupción del suministro de energía en gran parte del sistema.

En condiciones normales de operación, la potencia generada es igual a la potencia consumida por la carga más las pérdidas, encontrándose el sistema en un estado de equilibrio. En caso que la carga exceda la capacidad de generada

ción de un sistema ya sea aislado o interconectado, la -
disminución de frecuencia es uno de los parámetros que -
mostrarán que la condición anormal existe; es decir, al
producirse una sobrecarga (deficiencia de generación) en
el sistema se produce un desequilibrio que se refleja en
los primotores y en sus generadores asociados los cuales
pierden velocidad en un intento de soportar la carga ex-
cesiva ocasionando que la frecuencia del sistema disminu-
ya a un valor debajo del normal y, despreciando por el -
momento la acción de los reguladores de voltaje, éste --
también decrece. Ambas reducciones tienen un efecto ----
correctivo ya que tienden a reducir la carga. Pero debi-
do a que muchos sistemas emplean algún control automáti-
co para mantener el voltaje constante, ésto elimina o --
tiende a eliminar la reducción de carga originada por --
una reducción de voltaje.

La deficiencia de generación puede ser debida a diversas
situaciones, entre otras, la pérdida de una línea de ---
transmisión importante.

Al presentarse las condiciones perturbadoras, el pro-
blema inmediato es alcanzar un balance entre generación
y carga antes de que la frecuencia del sistema se reduz-
ca lo suficiente para afectar la operación del mismo y -
tenga repercusiones sobre todos sus componentes, los cua-
les sufrirán los efectos en mayor o menor grado dependien-
do qué tan cercano o lejano a ellos ocurra el disturbio.

Las estaciones generadoras, especialmente las modernas -
plantas de vapor, son sensibles a variaciones de la fre-
cuencia y fallan cuando la frecuencia cae por abajo de -
un valor crítico.

También los productos en proceso pueden ser dañados debido a grandes variaciones de frecuencia. Afortunadamente, en la mayoría de los casos, los motores pueden operar a velocidades subnormales sin daño, pero pueden resultar daños severos si la carga involucra materiales que puedan obstruir una máquina.

La caída de la frecuencia depende de la magnitud de la sobrecarga, y dependiendo de tal magnitud, la frecuencia caerá a valores tolerables o no para el sistema de potencia. Para incrementos graduales de carga ó súbitos pero moderados, las unidades reguladoras de velocidad, sentirán el cambio de la misma e incrementarán la potencia -- del generador. La carga extra es suministrada usando la reserva rodante o sea la capacidad sin usar de todos los generadores del sistema.

Una rápida caída de frecuencia que acompaña a una severa sobrecarga requiere una inmediata respuesta que es prácticamente imposible obtener del regulador. Para detener esa caída es necesario desconectar automática e intencionalmente una porción de carga igual o mayor que dicha sobrecarga. Ambas acciones, incremento de generación y desconexión de carga son complementarias, y únicamente cuando todos los generadores estén operando a su máxima capacidad, es cuando se tendrá que utilizar la desconexión de carga como medio único para alcanzar el balance generación-carga y restablecer la frecuencia, si no al valor nominal, sí a un valor tal que caiga dentro de límites tolerables. El objetivo de la desconexión de carga es -- mantener el servicio en el sistema de potencia; su finalidad no es desconectar cargas indiscriminadamente sino de conservar la máxima carga como sea posible, por lo -- que, es necesario implementar un programa ó esquema de -

desconexión, diseñado para minimizar las interrupciones del servicio.

La desconexión automática de carga es necesaria para evitar que súbitas sobrecargas, ya sean moderadas ó severas puedan conducir al sistema a un estado peligroso mucho más rápido de lo que un operador pueda reaccionar, para lo cual se utilizan relevadores sensibles a la frecuencia para desconectar automáticamente grupos de carga definidos. Estos relevadores están instalados en las subestaciones de distribución donde controlan los alimentadores seleccionados para ser desconectados.

No es conveniente desconectar todos los alimentadores a un mismo tiempo porque se corre el riesgo de desconectar más carga de la requerida por el disturbio. La carga es entonces desconectada en pasos y el número de éstos depende de las características de la sobrecarga.

La aplicación conveniente de un programa automático de desconexión de carga debe ser precedido de un estudio del sistema para determinar sus características físicas. Esta información es imprescindible para determinar la forma del programa y la confiabilidad en la aplicación al sistema. Por último debe hacerse énfasis que el programa de desconexión de carga es una herramienta de prevención que es usada para mantener la integridad del servicio, cuando el sistema se encuentra sujeto, debido a circunstancias impredecibles a una deficiencia de generación.

CAPITULO 1

PRINCIPIOS DE ESTABILIDAD

PRINCIPIOS DE ESTABILIDAD.

Estabilidad es la capacidad de un sistema de desarrollar en sus elementos fuerzas restauradoras, iguales o mayores que las fuerzas perturbadoras que permiten establecer un estado de equilibrio.

El término Estabilidad aplicado a un Sistema Eléctrico de Potencia denota una condición en la cual todas las máquinas síncronas del sistema operan a la misma velocidad con un equilibrio de potencias. Inversamente, Inestabilidad muestra una condición de pérdida de sincronismo.

El problema apareció cuando las máquinas síncronas operaron por primera vez en paralelo donde, sin embargo, el problema más serio fué de fluctuaciones de potencia en los generadores.

Este problema se agravó cuando la necesidad de operar los generadores en paralelo se hizo general; dado que la mayoría de ellos eran impulsados por máquinas de vapor y de combustión interna conectados directamente, el par pulsatorio obtenido de estas máquinas aumentaban el nivel de las oscilaciones.

El riesgo de oscilaciones fué reducido por introducción de los devanados de amortiguamiento inventados por Le Blanc en Francia y por Lamme en América. Estos devanados son colocados en las superficies de los polos del rotor, asemejando una jaula de ardilla, una oscilación en la velocidad, originará una oscilación en el flujo giratorio, induciendo una corriente en los devanados amortiguadores cuya dirección por Ley de Lenz, será tal que se oponga a la causa que lo produce disminuyendo así las variaciones

de velocidad. En los primeros diez ó veinte años de este siglo, la estabilidad no representaba un serio problema, - dado que los sistemas eran diseñados para tener inherentemente una buena regulación de voltaje, lograda con circuitos de baja reactancia.

El invento de los reguladores automáticos de voltaje hizo posible incrementar las reactancias del generador para obtener un diseño más económico y limitar las corrientes de corto circuito, también se hizo posible la transmisión -- por líneas de alta impedancia.

La estabilidad vino a ser un problema importante en la --- transmisión a grandes distancias, lo que usualmente viene asociado con una remota planta hidroeléctrica alimentando a una carga urbana. Otro tipo de transmisión de larga digtancia en la cual es involucrado el problema de estabilidad es la interconexión de grandes sistemas de potencia - con el propósito de intercambiar energía para obtener economías en generación o proveer una reserva de capacidad.- En muchos casos los lazos de conexión entre los sistemas, están diseñados para transmitir una cantidad de potencia, la cual es pequeña en comparación con la capacidad de generación de cada uno de los sistemas. Consecuentemente, - la potencia de sincronización no sería suficiente para rete---ner la estabilidad si una falla llegara a ocurrir en cualquiera de los sistemas interconectados.

Desde 1920 el problema de estabilidad fué objeto de estudio, por lo que se desarrollaron métodos de análisis y medidas para lograr altos niveles de estabilidad.

No es el propósito de esta sección del capítulo mostrar - todos los métodos de análisis de estabilidad existentes o

de hacer un estudio ambicioso sobre el fenómeno, sino de lograr una comprensión del mismo, y aplicar tales conceptos a una condición particular de los estudios de estabilidad que es la condición de sobrecarga ó deficiencia de generación.

1.1 ESTABILIDAD EN REGIMEN PERMANENTE.

Cuando los sistemas y sus interconexiones se incrementan, los estudios de estabilidad se tornan más complejos; sin embargo, su análisis se puede generalizar a partir de un sistema elemental compuesto por dos máquinas síncronas -- conectadas a través de una línea de transmisión como se muestra en la Fig. 1.1, donde en una se representan todas las máquinas generadoras que operan dentro del sistema, y la otra representa la suma de todas las máquinas alimentadas por el sistema.

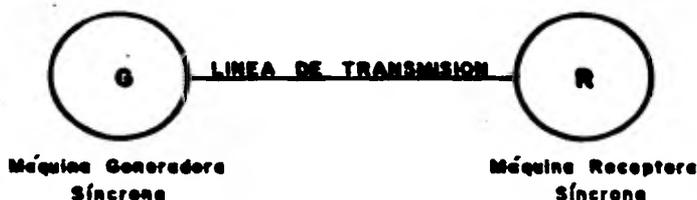


FIG. 1.1 Sistema elemental de dos máquinas.

Los fundamentos de transmisión de potencia y estabilidad son más fáciles de entender si las resistencias del sistema y los efectos de los polos salientes en las máquinas síncronas son despreciados, el diagrama de reactancias -- queda como se muestra en la Fig. 1.2

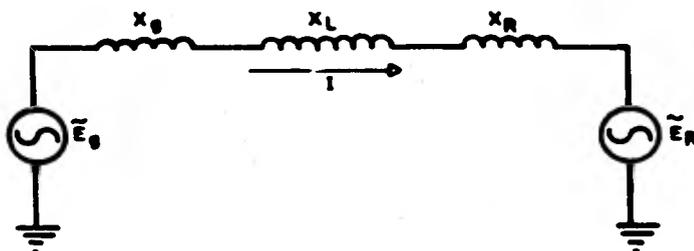


FIG. 1.2 Circuito equivalente del sistema de dos máquinas.

Donde:

- E_g = Tensión interna en el Generador
- E_R = Tensión interna en el Receptor
- X_g = Reactancia Síncrona del Generador
- X_R = Reactancia Síncrona del Receptor
- X_L = Reactancia de la Línea

Reduciendo el circuito anterior:

$$X_T = X_g + X_L + X_R$$

Y de la Fig. 1.3:

$$E_g = E_R + jX_T I \quad (1-1)$$

El diagrama fasorial de la Ec. (1-1) es como se muestra - en la Fig. 1.4.

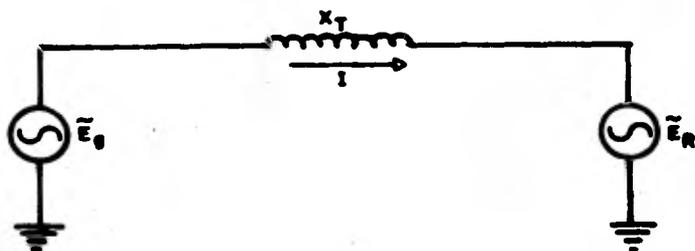


FIG. 1.3 Circuito reducido

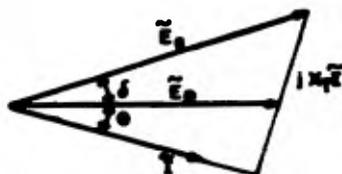


FIG. 1.4 Diagrama fasorial.

Donde:

- I = Corriente en la Línea
- δ = Defasamiento entre E_g , E_R
- θ = Defasamiento entre E_R , I

De la ecuación (1-1), despejando la corriente

$$\tilde{I} = \frac{\tilde{E}_g - \tilde{E}_R}{jX_T}$$

La potencia transmitida es dada por la ecuación

$$P = \text{Re} \{ \tilde{E}_g^* \tilde{I} \}$$

$$P = \text{Re} \left\{ \tilde{E}_g^* \frac{\tilde{E}_g - \tilde{E}_R}{jX_T} \right\}$$

Del diagrama vectorial

$$\tilde{E}_R = E_R \angle 0^\circ; \tilde{E}_g = E_g \angle \delta; \tilde{E}_g^* = E_g \angle -\delta$$

Sustituyendo

$$P = \text{Re} \left\{ E_g \angle -\delta \frac{E_g \angle \delta - E_R \angle 0^\circ}{X_T \angle 90^\circ} \right\}$$

$$P = \text{Re} \left\{ \frac{E_g^2}{X_T} \angle -90^\circ - \frac{E_g E_R}{X_T} \angle -90^\circ - \delta \right\}$$

$$P = - \frac{E_g E_R}{X_T} \cos(-90^\circ - \delta)$$

$$\begin{aligned} \cos(-90^\circ - \delta) &= \cos(90^\circ) \cos(-\delta) + \text{sen}(-90^\circ) \text{sen}(\delta) = \\ &= - \text{sen} \delta \end{aligned}$$

$$P = \frac{E_g E_R}{X_T} \text{sen} \delta \quad (1-2)$$

Si la resistencia del sistema no fuera despreciada, habrían dos ecuaciones diferentes para la potencia del generador y para la recepción, las variables sin embargo, serían esencialmente las mismas.

La potencia transmitida depende de la diferencia de fase δ de los rotores de ambas máquinas con referencia a un eje síncrono. Dado que los voltajes internos de ambas máquinas E_g y E_R son generados por el flujo de los devanados de campo de las máquinas, su diferencia de fase es la misma que el ángulo δ existente entre los rotores.

Dentro de la teoría de las máquinas síncronas, este ángulo δ se conoce como el ángulo de par o ángulo de potencia -- que se muestra esquemáticamente en la Fig. 1.5.

Con referencia a esta figura el polo norte del rotor es atraído por el polo sur del estator y de forma semejante el polo sur del rotor por el polo norte del estator, ésta ligadura magnética entre los campos del rotor estator, es la causa de que el rotor gire sincrónicamente con el campo del estator, el cual al girar a velocidad constante, ---- arrastra al rotor y le obliga a girar a la misma velocidad.

La posición del rotor respecto al campo del estator viene dada por el ángulo de par δ y si la máquina trabaja a velocidad constante permanecerá invariable. Si se incrementa la resistencia mecánica sobre el eje de la máquina, el rotor tenderá a retrasarse más con respecto al campo del estator y el ángulo δ se hará mayor, si se sigue aumentando la resistencia mecánica llegará a un punto donde se -- producirá la rotura de las ligaduras magnéticas que ocasionarán que la máquina se pare. Este sencillo análisis - es aplicable al estudio de la estabilidad de los grandes sistemas eléctricos y por medio de él se podrá comprender el problema con mayor facilidad.

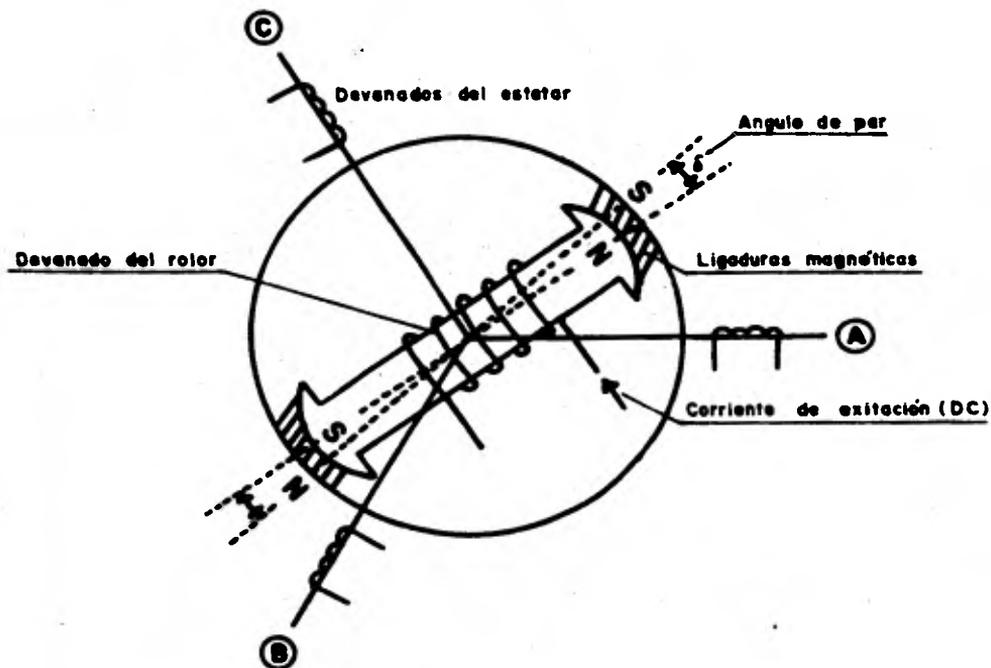


FIG. 1.5 Diagrama elemental de una máquina síncrona trifásica con dos polos.

La ecuación (1-2) muestra como la potencia transmitida varía con el seno del ángulo de desplazamiento δ , como se muestra en la Fig. 1.6. La máxima potencia en régimen permanente para una reactancia dada X y para unos voltajes E_g y E_R es:

$$P_m = \frac{E_g E_R}{X} \quad (1-3)$$

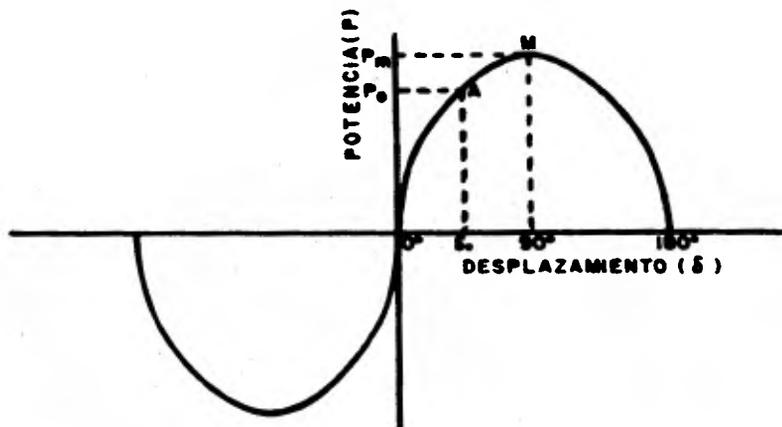


FIG. 1.6 Curva de variación de la potencia transmitida contra ángulo de par.

Se supondrá que el sistema está operando en estado estable en el punto A, Fig. 1.6 por lo tanto la potencia en el extremo del generador es igual a la del extremo receptor -- existiendo un equilibrio de potencias.

Si en ese momento se presenta un pequeño incremento de -- carga, momentáneamente la máquina síncrona generadora no alterará su posición angular entre rotor y estator, sin embargo en el receptor la potencia entregada y consumida están en desequilibrio. Bajo ésta condición el motor síncrono tratará de aumentar la potencia que consume. Esto ocasionará un par neto que tenderá a retardar el rotor de la máquina generadora y consecuentemente, disminuirá la velocidad angular del rotor, ésto es debido a que la ener

gía cinética almacenada en el rotor trata de suministrar el incremento de potencia exigido por el extremo receptor.

De esta forma, al reducirse la velocidad angular, existirá un incremento en el ángulo δ lo que ocasionará que la potencia generada se incremente para equilibrar la potencia en el receptor.

De este modo, la velocidad angular del generador se estabilizará rápidamente a su valor normal de operación produciendo pequeñas variaciones insensibles. Entonces, cualquier cambio en la carga, causa oscilaciones en el sistema hasta que éste se ajusta a los cambios.

Estabilidad en Régimen Permanente puede ser entonces definida como "La capacidad de un sistema para ajustarse a los cambios graduales de carga".

Si la carga es gradualmente aumentada hasta el punto M, - se obtiene la máxima potencia. Un incremento adicional incrementará el ángulo de desplazamiento δ , pero esta acción no aumentará la potencia de entrada sino que se obtendrá una reducción en potencia, y existirá una fuerte diferencia entre entrada y salida, por lo que el generador reducirá su velocidad más rápidamente, y el sincronismo será definitivamente perdido. Esta condición ocurre cuando --- $\delta > 90^\circ$, P_m es el límite de Estabilidad en Régimen Permanente que puede definirse como: "La máxima potencia que puede ser transmitida por un punto determinado sin que -- haya pérdida de estabilidad cuando se aumenta la energía muy gradualmente".

1.2 ESTABILIDAD EN REGIMEN TRANSITORIO.

Es la capacidad del sistema o la tendencia de éste para - ajustarse a los cambios súbitos de carga.

Si otra vez se ignora la resistencia del sistema y los -- efectos de polos salientes en las máquinas, la potencia - transmitida en el período transitorio es:

$$P = \frac{E'_g E'_R}{X'} \text{ sen } \delta \quad (1-4)$$

donde:

E'_g = voltaje interno en el generador durante el período transitorio.

E'_R = voltaje interno en el receptor durante el período transitorio.

X' = reactancia entre E'_g y E'_R incluyendo la --- reactancia transitoria en la máquina, este valor es influenciado por las condiciones del disturbio.

Con un súbito incremento en la carga, existe definitiva-- mente un límite superior en el que se puede perder la es-- tabilidad, este es el límite de estabilidad transitoria.

Este límite es siempre menor que el límite en régimen per-- manente, pero a diferencia de éste puede tener muchos valo-- res diferentes, dependiendo de la naturaleza y magnitud - del disturbio.

El análisis de cualquier sistema de potencia para determinar su estabilidad en régimen transitorio lleva consigo - 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 el ángulo relativo de sus rotores para cumplir las condiciones impuestas de transferencia de potencia. El problema es -- tanto mecánico como eléctrico.

Factores Mecánicos

- 1.- Par de entrada al primotor
- 2.- Inercia del primotor y del generador
- 3.- Inercia del generador y de su carga
- 4.- Par en la flecha del motor

Factores Eléctricos

- 1.- Voltaje interno del generador
- 2.- Reactancia del sistema
- 3.- Voltaje interno del motor

EQUACION DE OSCILACION.

Un cuerpo en movimiento de rotación sobre un eje, desarrolla un par que es igual al producto de la aceleración angular y el momento de inercia del cuerpo (I).

$$T = I\alpha$$

$$\alpha = \frac{d^2 \theta}{d t^2}$$

$$T = I \frac{d^2 \theta}{d t^2}$$

(1-5)

donde:

I = momento de inercia

- α = aceleración angular
 θ = desplazamiento angular respecto a un eje fi
jo

T es el par neto o la suma algebraica de todos los pares que actúan en la máquina, incluyendo el par en la flecha, el par debido a las pérdidas rotacionales y el par electromagnético.

Si

- T_f = par en la flecha, corregido para pares debidos a pérdidas rotacionales
 T_e = par electromagnético

Ambos se consideran positivos para una acción, esto es entrada mecánica y salida eléctrica.

El par neto, el que produce aceleración es la diferencia entre el par acelerante en la flecha y el par electromagnético de acción retardante:

$$T_a = T_f - T_e \quad (1-6)$$

La posición angular θ es función del tiempo t .

Es más conveniente medir la posición angular con respecto a un eje sincrónico referido a un eje estacionario, Fig. 1.7 .

De ésta:

$$\theta = \delta + \omega_s t \quad (1-7)$$

donde ω_s es la velocidad sincrónica nominal

derivando la ecuación (1-7) se tiene:

$$\frac{d\theta}{dt} = \frac{d\delta}{dt} + \omega_s$$

derivando nuevamente:

$$\frac{d^2\theta}{dt^2} = \frac{d^2\delta}{dt^2}$$

Sustituyendo en la ecuación del par, (1-5) y (1-6) se obtiene:

$$T_a = I \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_f - T_e \quad (1-8)$$

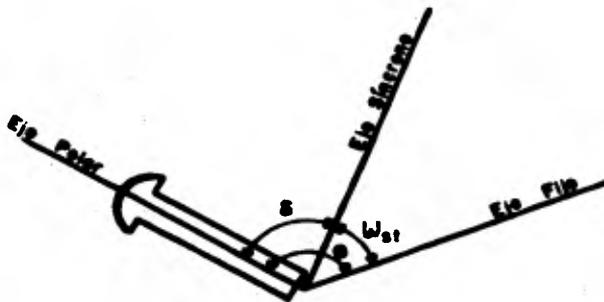


FIG. 1.7 Diagrama esquemático de la posición angular del rotor con respecto a un eje fijo.

Si se multiplica la ecuación (1-8) por la velocidad angular ω del cuerpo se obtiene la ecuación de oscilación:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_f - P_e \quad (1-9).$$

donde:

- M = $I\omega$ = momento angular
- P_f = potencia en la flecha
- P_e = potencia eléctrica de salida
- P_a = potencia acelerante

El momento angular no es estrictamente constante porque - la velocidad ω varía durante la oscilación siguiente a la perturbación del sistema. En casos prácticos, sin embargo, el cambio de velocidad ω es pequeño en comparación con la velocidad síncrona ω_s , por lo que se cometerá un pequeño error con la suposición de que M es constante. Este valor de $M = I\omega_s$ es conocida como constante de inercia de la -- máquina.

Del análisis de la curva de oscilación de cada máquina del sistema se determina si las máquinas permanecen en sincronismo después de un disturbio. Esta curva se obtiene al -- graficar la ecuación (1-9), dado que la solución formal de esta ecuación involucra integrales elípticas, es más sencillo y práctico resolverla por métodos alternativos. El método más usado es el Criterio de las Areas Iguales, que se describe en la siguiente sección.

CRITERIO DE IGUALDAD DE AREAS PARA LA ESTABILIDAD.

En un sistema en el que una máquina oscila con respecto a una barra infinita, no es necesario resolver una ecuación

de oscilación, el principio por el que se determina la estabilidad en condiciones de régimen transitorio es el criterio de igualdad de áreas. Aunque este criterio no es -- aplicable a sistemas de varias máquinas, el método ayuda a comprender en que forma influyen ciertos factores en la estabilidad.

La ecuación de oscilación para una máquina conectada a -- una barra infinita es:

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a \quad (1-9)$$

Multiplicando cada miembro de la ecuación por $\frac{2}{M} \frac{d\delta}{dt}$

$$2 \frac{d^2 \delta}{dt^2} \frac{d\delta}{dt} = \frac{2}{M} P_a \frac{d\delta}{dt}$$

6

$$\frac{d}{dt} \left(\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right) = \frac{2}{M} P_a \frac{d\delta}{dt}$$

multiplicando ambos miembros de la ecuación por dt e integrando se tiene:

$$\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 = \frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta$$

despejando $\frac{d\delta}{dt}$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega' = \sqrt{\frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta} \quad (1-10)$$

En la que δ_0 es el ángulo de desplazamiento cuando la máquina estaba funcionando sincrónicamente antes de la perturbación. Cuando $\frac{d\delta}{dt} = \omega' = 0$ el ángulo δ dejará de variar y la máquina volverá a funcionar sincrónicamente después de la perturbación entonces

$$\frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta = 0$$

Requiriendo que:

$$\int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta = 0 \quad (1-11)$$

Como

$$P_a = P_f - P_e$$

$$P_a = P_f - \frac{E' E_R'}{X'} \operatorname{sen} \delta$$

$$P_a = P_f - P_m' \operatorname{sen} \delta \quad (1-12)$$

La potencia mecánica en la flecha P_f se considera constante para la resolución de la ecuación, para un generador -- esta hipótesis está justificada, aunque la entrada esté -- controlada por la acción de un regulador, dado que estos reguladores no actúan hasta que la variación de velocidad sea, por lo menos el 1%, y además en todo caso, la respuesta no es instantánea.

El límite de estabilidad transitoria P_m' se considera constante dada una reactancia transitoria del generador, aunque el voltaje interno del generador E_g' merece considera-

ciones. Después de ocurrir una falla la corriente de campo se incrementa súbitamente el grado requerido para compensar el incremento en la reacción desmagnetizante y así mantener constante el flujo magnético en el circuito de campo. Si la máquina no tiene un regulador de voltaje, el valor de la corriente de campo, después de un tiempo determinado, cae finalmente a un valor que es igual al voltaje de campo entre la resistencia del embobinado de campo y si esta corriente decrece, el flujo magnético y por lo tanto el voltaje interno en la máquina, E_g' , también decrecen. La constante de tiempo del circuito de campo está en el orden de 2 a 5 seg, por lo que durante el primer ciclo el flujo magnético no decrece apreciablemente.

Si la máquina tiene regulador de voltaje, éste tiende a mantener el voltaje constante. Con sistemas de excitación comunes, la respuesta del regulador y la acción excitadora es lenta como para tener un efecto apreciable durante la primera oscilación. Pero es rápido para prevenir pérdidas de sincronismo en las siguientes oscilaciones.

Es razonable suponer que si la estabilidad no se pierde durante el primer ciclo, es muy probable, especialmente en máquinas con reguladores de voltaje, que el sistema sea estable en todo el período de perturbación, con buena aproximación bajo las suposiciones de entrada constante, sin amortiguamiento y voltaje interno constante.

Las ecuaciones (1-11) y (1-12) pueden ser interpretadas gráficamente en la Fig. 1.8 como el área bajo la curva P_f contra δ y la curva P_e contra δ .

El área para que la ecuación (1-11) sea igual a cero, deberá consistir en una porción positiva A_1 , para lo cual $P_f > P_e$, y de otra porción igual pero negativa A_2 para la cual $P_f < P_e$.

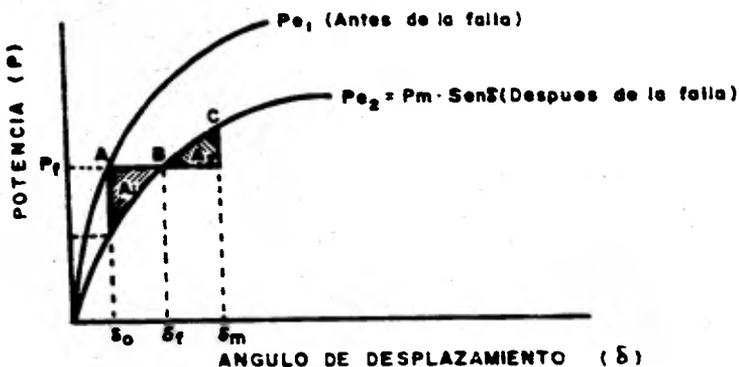


FIG. 1.8 Criterio de las áreas iguales para una máquina síncrona.

donde:

δ_0 = Angulo de par antes del disturbio

δ_m = Angulo de desplazamiento máximo permitido

δ_f = Angulo final de establecimiento

Las áreas A_1 y A_2 pueden ser interpretadas en términos de energía cinética. El trabajo entregado por un cuerpo en movimiento rotatorio por la acción de un par a través de un ángulo $\delta - \delta_0$ es:

$$W = \int_{\delta_0}^{\delta} T d\delta \quad (1-13)$$

Este trabajo incrementa la energía cinética del cuerpo. - La Potencia de aceleración P_a es proporcional al par, bajo la suposición de que la velocidad angular se mantiene casi constante.

De aquí que el trabajo entregado a la máquina para acelerarse, el cual aparece como energía cinética es proporcional al área A_1 . Cuando la potencia acelerante se hace negativa y la máquina es retardada, ésta energía cinética es cedida y la máquina regresa a su velocidad original, - esto ocurre cuando $A_2 = A_1$.

CONSTANTE DE INERCIA.

Frecuentemente, la información disponible de una máquina - está dada en función de su energía cinética a la velocidad nominal. Además generalmente, el fabricante da el valor -- del momento de inercia de la máquina expresado en ----- Pound- Ft² y la velocidad en RPM.

Esta sección ayudará a calcular el valor de la constante - de inercia con base en parámetros más conocidos.

La energía cinética de un cuerpo en rotación es:

$$EC. = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (\text{Joules}) \quad (1-14)$$

Es más conveniente expresar la energía almacenada por la - máquina en Megajoules y los ángulos en grados eléctricos.- De acuerdo con esto, el momento angular se mide normalmente en Megajoules-seg. por grado eléctrico.

Otra constante usada ampliamente es H, que es igual a la - energía cinética almacenada a velocidad nominal dividida -

entre la capacidad de la máquina en Megavolt-Amperes. A esta constante H se le ha denominado constante de inercia de la máquina, es diferente de M. Proporciona una gran utilidad pues a diferencia de M; H no varía apreciablemente con la velocidad ni con los Megavolt-Amperes de la máquina.

$$H = \frac{\text{Energía almacenada en Megajoules}}{\text{Capacidad Nominal en MVA.}} = \frac{EC}{G} \quad (1-15)$$

pero:

$$EC = \frac{1}{2} I \omega_s^2 = \frac{1}{2} M \omega_s$$

y

$$EC = GH$$

por lo que:

$$GH = \frac{1}{2} M \omega_s$$

pero

$$\omega_s = 2\pi f_0 \quad \text{rad. eléctricos/seg.}$$

o

$$\omega_s = 360 f_0 \quad \text{grados eléctricos/seg.}$$

donde f_0 es la frecuencia en ciclos por segundo.

Sustituyendo:

$$GH = \frac{1}{2} M (360 f_0)$$

$$M = \frac{GH}{180 f_0} \quad (1-16)$$

La constante H tiene un valor o valores característicos -- por cada clase de máquinas. Las Figs. 1.9 y 1.10 y la Tabla I muestran esas características.

TABLA I Constantes de inercia de máquinas síncronas.

<u>Tipo de Máquina</u>	<u>H (Magajoules por MVA)</u>
Motores de inducción	0.50
Condensadores síncronos*	
Grandes	1.25
Pequeños	1.00
Motores síncronos	2.00
Convertidores rotatorios	2.00

* Refrigerados por hidrógeno 25% menos.

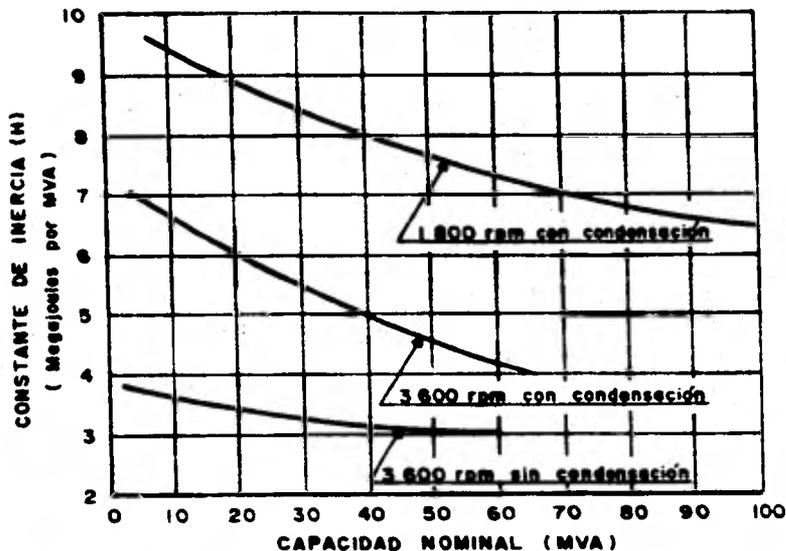


FIG. 1.9 Constantes de inercia de turbogeneradores de vapor grandes, incluyendo la turbina.

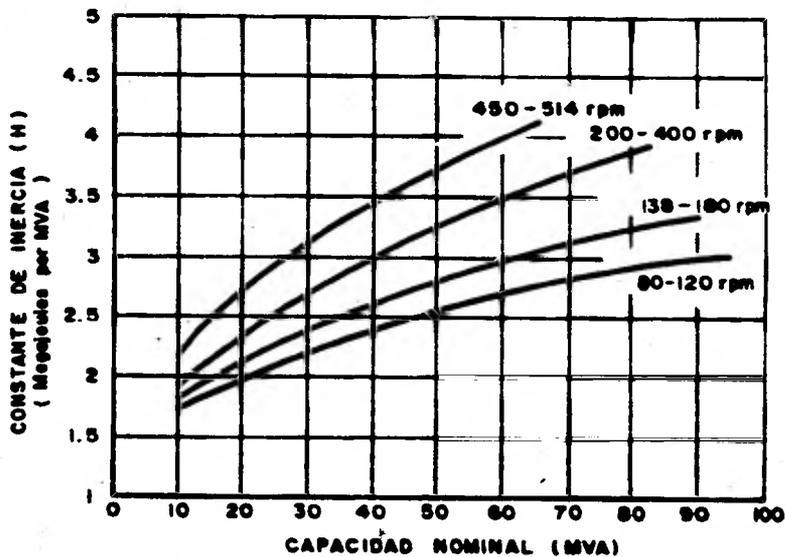


FIG. 1.10 Constantes de inercia de generadores hidráulicos tipo vertical, incluyendo una tolerancia del 15% para la rueda hidráulica.

CAPITULO 2**EFFECTOS DE LA DISMINUCION DE FRECUENCIA****EN EL SISTEMA**

EFFECTOS DE LA DISMINUCION DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA.

Este capítulo analiza el efecto de la disminución de la frecuencia del sistema en la capacidad de plantas y en la operación del mismo con énfasis especial a los casos donde, por razones de alguna emergencia, existe una deficiencia de generación y la frecuencia del sistema ha disminuído. En una planta, con equipos auxiliares accionados eléctricamente, la caída resultante de la frecuencia puede -- conducir a posteriores pérdidas, si no es que a un apagón completo, a menos que sea inmediatamente ejecutado un procedimiento firmemente establecido para realizar cortes de bloques de carga a una frecuencia predeterminada.

Como primer paso para realizar este análisis, es preciso -- hacer el estudio de los principales efectos eléctricos que dicha disminución de frecuencia produce.

El segundo paso es ver los efectos en la capacidad de --- plantas generadoras, equipo eléctrico de la misma, los -- efectos en los equipos del sistema de distribución y usua rios.

Y por último se analizan los límites de reducción de frecuencia permisible en el sistema.

2.1 EFECTOS ELECTRICOS QUE PRODUCE LA DISMINUCION DE FRECUENCIA.

La disminución de frecuencia en un sistema de corriente alterna de 60 ciclos por segundo (frecuencia base) a una frecuencia f , significa que se tendrán $60-f$ ciclos por segundo menos, en la corriente y el voltaje.

EFECTO DE LA DISMINUCION DE FRECUENCIA SOBRE LA RESISTENCIA OHMICA.

Se sabe que como consecuencia del efecto superficial, la densidad de corriente en un conductor que transporta una corriente alterna no es uniforme en toda la sección del mismo, sino es mayor cerca de la periferia. Como consecuencia, la sección efectiva del conductor se reduce y su resistencia aumenta, de modo que un conductor por el que circula una corriente alterna, no tendrá la misma resistencia que tendría si circulara por él una corriente continua.

La resistencia del conductor, tomando en cuenta el efecto superficial, se conoce como resistencia efectiva. El efecto superficial se hace más patente cuanto mayor sea la frecuencia de la corriente alterna que circule por el conductor, lo que significa que la resistencia efectiva de un conductor aumenta con la frecuencia.

Eso quiere decir que un conductor por el que circule una corriente a 54 Hz (10% de disminución) tendrá una resistencia efectiva menor que la que tiene a la frecuencia normal de 60 Hz. Sin embargo, tal disminución no tiene un efecto apreciable sobre la resistencia efectiva, por lo que, para fines prácticos, la disminución en la resistencia efectiva se considera despreciable.

Por consiguiente, se considera que la resistencia de un conductor, no varía al disminuir la frecuencia.

EFFECTO DE LA DISMINUCION DE FRECUENCIA SOBRE LA INDUCCION MAGNETICA.

La variación del flujo magnético en cualquier embobinado o núcleo, se reduce proporcionalmente con una disminución en la frecuencia. Si el voltaje aplicado se mantiene constante, la densidad de flujo en el núcleo aumenta, de modo que la fuerza electromotriz autoinducida se mantenga igual.

El aumento de la densidad de flujo con la disminución de la frecuencia en un embobinado y núcleo de hierro, se observa por medio de la fórmula:

$$B = \frac{V}{4.44fAN} \times 10^8 \quad (2-1)$$

que se deriva de la ecuación:

$$V = 4.44NfBA \times 10^{-8}$$

aplicable a cualquier devanado con núcleo ferromagnético al que se le suministra una onda de voltaje senoidal.

En estas ecuaciones:

- B = densidad de flujo máximo en Gauss
- V = voltaje en volts
- f = frecuencia en Hertz
- A = área de la sección del núcleo en cm^2
- N = número de vueltas del devanado

Para una variación senoidal del flujo y un núcleo y deva-

nado determinado, los valores 4.44, A y N, son constantes, de modo que la ecuación puede escribirse:

$$B = K \frac{V}{f} \quad (2-2)$$

y se observa que B es directamente proporcional al voltaje aplicado e inversamente proporcional a la frecuencia.

Para una frecuencia de 60 Hz:

$$B_{60} = K \frac{V}{60}$$

y para una frecuencia de 54 Hz:

$$B_{54} = K \frac{V}{54}$$

La relación entre ambos valores es:

$$\frac{B_{54}}{B_{60}} = \frac{K \frac{V}{54}}{K \frac{V}{60}} = \frac{60}{54} = 1.111 = 111.1 \%$$

Si se mantiene constante el voltaje.

Es decir, que la densidad de flujo en un embobinado y núcleo dado, tiene un aumento de 11.1 % para una disminución de frecuencia del 10%.

EFFECTO DE LA DISMINUCION DE FRECUENCIA SOBRE LA REACTANCIA INDUCTIVA.

Partiendo de la ecuación fundamental de la reactancia inductiva:

$$X_L = 2\pi fL \quad (2-3)$$

en la que:

X_L = reactancia inductiva en ohms.

L = inductancia en henries

f = frecuencia en hertz

puesto que la reactancia inductiva es directamente proporcional a la frecuencia, si ésta disminuye 10%, aquélla --- también se reducirá 10%, como se ve a continuación, para una frecuencia de 60 Hz, la reactancia inductiva vale:

$$X_{L_{60}} = 2\pi(60)L$$

y para una frecuencia de 54 Hz vale:

$$X_{L_{54}} = 2\pi(54)L$$

de modo que:

$$\frac{X_{L_{54}}}{X_{L_{60}}} = \frac{2\pi(54)L}{2\pi(60)L} = \frac{54}{60} = 0.9 = 90\%$$

o sea que X_L sufre una disminución del 10% cuando la frecuencia disminuye 10%, suponiendo que L se mantiene constante.

EFFECTO DE LA DISMINUCION DE FRECUENCIA SOBRE LA REACTANCIA CAPACITIVA.

Partiendo de la ecuación fundamental de la reactancia capacitiva:

$$x_c = \frac{1}{2\pi fC} \quad (2-4)$$

en donde:

X_C = reactancia capacitiva en ohms

C = capacitancia en farads

f = frecuencia en hertz

se observa que la reactancia capacitiva es inversamente --
proporcional a la frecuencia.

Para una frecuencia de 60 Hz:

$$X_{C_{60}} = \frac{1}{2\pi(60)C}$$

y con una frecuencia de 54 Hz,

$$X_{C_{54}} = \frac{1}{2\pi(54)C}$$

la relación entre ambas será:

$$\frac{X_{C_{54}}}{X_{C_{60}}} = \frac{\frac{1}{2\pi(54)C}}{\frac{1}{2\pi(60)C}} = \frac{60}{54} = 1.111 = 111.1 \%$$

lo que significa que la reactancia capacitiva aumenta ----
11.1 % cuando disminuye la frecuencia 10 % de su valor nor-
mal de 60 Hz.

2.2 EL EFECTO DE LA DISMINUCION DE FRECUENCIA EN LA CAPACIDAD DE PLANTAS GENERADORAS Y EN LA OPERACION DEL SISTEMA.

De los diferentes tipos de plantas generadoras, las termoeléctricas son las que más se ven afectadas por una disminución en la frecuencia del sistema al cual están conectadas, debido a que gran parte del equipo auxiliar de estas plantas son accionados eléctricamente. Por tal razón el presente estudio incluye el efecto de la disminución de frecuencia en las plantas termoeléctricas de vapor de tipo convencional. Cuyo diagrama de bloques se ilustra a -- continuación. Fig. 2.1.

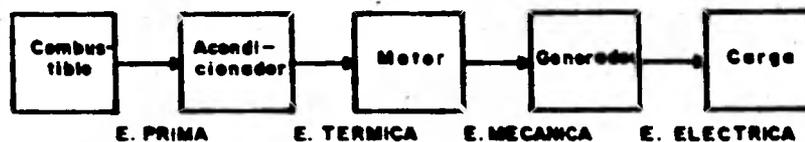


FIG.2.1 Diagrama de bloques de una planta termoeléctrica.

Para el caso de las termoeléctricas de vapor del tipo convencional, el vínculo de transporte entre el acondicionador y el motor es el ciclo de vapor. Fig. 2.2.

El diagrama de la Fig. 2.3 muestra los elementos principales de una planta termoeléctrica convencional.

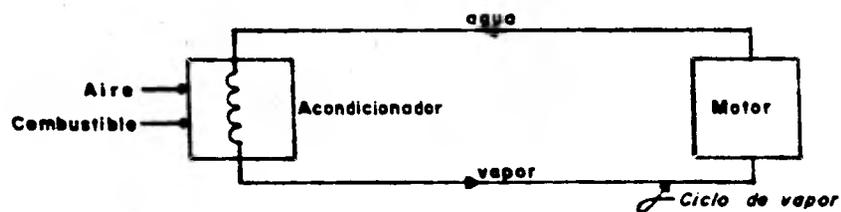


FIG. 2.2 Ciclo de vapor de una planta termoeléctrica.

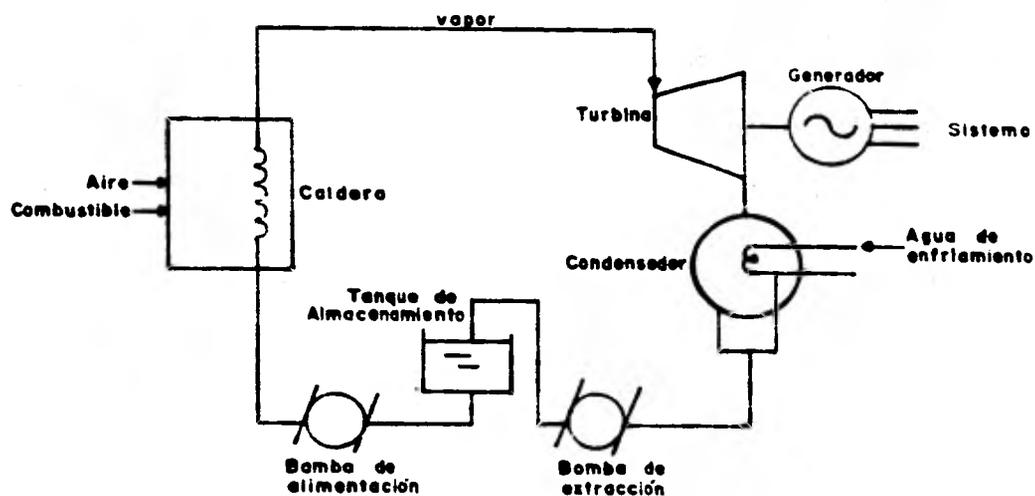


FIG. 2.3 Diagrama de una planta termoeléctrica convencional.

Cuando el combustible es carbón, se tiene el diagrama esquemático de combustión ilustrado en la Fig. 2.4.

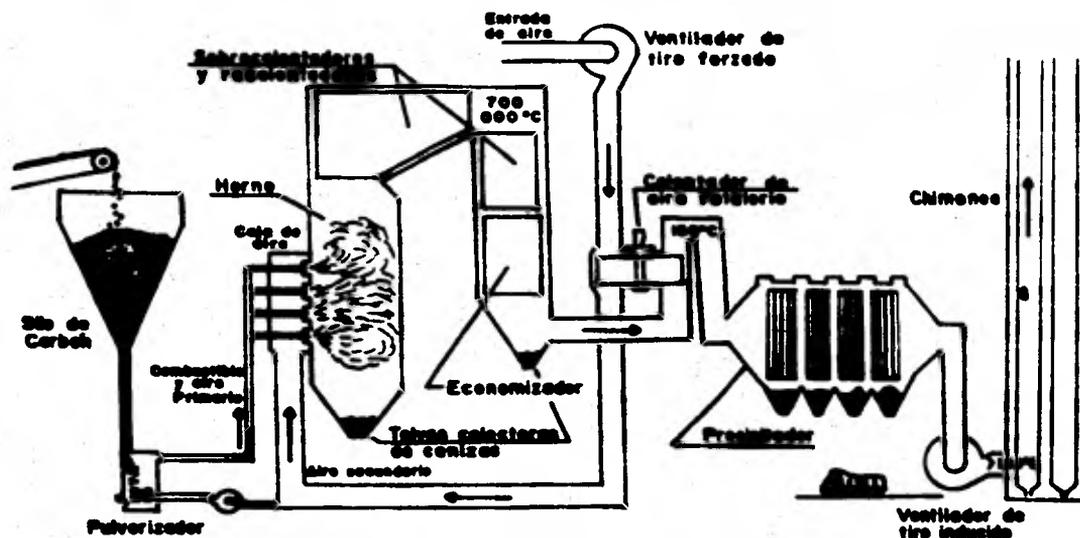


FIG. 2.4 Diagrama esquemático del sistema de combustión en una planta termoeléctrica.

Se han realizado pruebas y determinado características de operación para determinar los efectos de la reducción de frecuencia en el rendimiento de calderas y turbinas de una planta generadora.

EFFECTO DE FRECUENCIA SUBNORMAL EN EL RENDIMIENTO DE UNA CALDERA.

Con un diseño adecuado del equipo auxiliar de una caldera es posible proveer suficiente capacidad en exceso para per

mitir una reducción sustancial en la frecuencia del sistema, sin perjudicar la capacidad de la caldera. Por ejemplo, en una planta de la Compañía Astoria Electric Generation Station de los Estados Unidos se tienen instaladas tres -- bombas alimentadoras a la caldera, dos de las cuales suministran el agua de alimentación para la máxima capacidad -- de la caldera. Para el caso de una reducción de frecuen--- cia, con la correspondiente disminución de velocidad de los motores que las accionan, la tercera bomba empieza a fun-- cionar y compensa el bajo rendimiento de las dos bombas -- que regularmente operan con una reducción de frecuencia -- arriba del 10%. Este diseño se siguió en todo el equipo -- auxiliar de esta planta, particularmente para prevenir con-- tingencias.

Para determinar los posibles efectos de baja frecuencia en calderas alimentadas con carbón pulverizado y en los equipos auxiliares de las mismas, que pueden ocurrir durante -- emergencias en el sistema, se hicieron pruebas en la calde-- ra No. 9 y turbina No. 9 de la planta Sherman Creek de la Compañía Consolidated Edison también alimentada por un só-- lo quemador de 1 000 000 libras/hora de combustóleo o car-- bón y por tres pulverizadores. Mediante la utilización de un bus y un generador aislados se alimentó de energía eléc-- trica a dos de los tres pulverizadores. El tercer pulveri-- zador fue parado durante las pruebas y la unidad operó --- aproximadamente a dos terceras partes de capacidad plena.- Las pruebas se hicieron a 60 Hz, 57 Hz y 54 Hz, y fueron -- medidas las variaciones en el rendimiento del generador. -- En las bombas de alimentación de la caldera, ventiladores de tiro inducido y ventiladores de tiro forzado el efecto de la disminución de frecuencia fue simulado reduciendo la velocidad de éstos.

Pulverizadores.

Un 10% de reducción en la frecuencia del suministro de --- energía eléctrica a los pulverizadores de carbón no causa reducción en el flujo de vapor en la caldera. Ningún cambio pudo ser detectado en la fineza del carbón pulverizado cuando el motor que acciona al pulverizador variaba su velocidad. Un 10 % de reducción en el voltaje del suministro a los pulverizadores no tienen efecto en el rendimiento de la caldera.

Ventiladores.

Las pruebas mostraron que una reducción del 10% en la velocidad de los ventiladores de tiro inducido y forzado originaron una disminución del 10 % en el flujo de aire y gas a través de la caldera. Al disminuir la velocidad a un 90 % de la normal, el flujo disminuyó de 230 000 ft³/min a ---- 207 000 ft³/min es decir, una reducción aproximadamente -- del 10 %.

En un buen diseño de la planta, puede obtenerse presión y capacidad adicional de los ventiladores. En operación normal a carga plena en la caldera, el máximo rendimiento del ventilador puede ser modificado por la posición de sus aspas.

Sin embargo, una reducción del flujo de aire no necesariamente reducirá el flujo de vapor ya que puede operarse con deficiencias de aire.

La operación con menor cantidad de aire incrementará la -- temperatura y escorias en la caldera con una resultante -- pérdida de capacidad si esta condición continúa. Las deficiencias de capacidad de los ventiladores de tiro forzado

e inducido en una caldera ocasionarían limitaciones en el - rendimiento de ésta, así como a la planta misma.

Bombas de alimentación de la caldera.

Durante las pruebas en la planta Sherman Creek, se observó que un 10% de reducción en la velocidad de las bombas de - alimentación reducen el rendimiento de éstas un 33 % con - aproximadamente la misma reducción en el rendimiento del - conjunto turbina-generador.

También aquí la aplicación de un buen diseño en la planta asegurará una capacidad en exceso la cual será proporcional da por las propias bombas de alimentación o por una bomba de reserva. Por lo tanto la reducción resultante de capaci dad de la caldera, debida a una disminución de velocidad - en los motores que accionan a las bombas, depende de qué tanta capacidad extra esté inmediatamente disponible en el momento de una emergencia.

Bombas de aceite combustible (combustoleo).

Si se usa combustoleo, un 10 % de reducción en la veloci-- dad de las bombas originará un 10 % de disminución en el - rendimiento de éstas.

El combustoleo empleado por la caldera varía casi directa-- mente con la carga y el exceso descargado por la bomba es desviado hacia la bomba de succión, la apertura de la vál-- vula de by-pass se controla para mantener la presión de -- combustible deseada en la descarga. La cantidad descargada por la bomba, si ésta es una bomba de desplazamiento cong-- tante, para cualquier velocidad, es directamente proporci-- onal a esa velocidad y por lo tanto, si todas las bombas -- están operando sin desviación de aceite y la frecuencia -- cae 10 % la bomba y el rendimiento de la caldera caerá --- también 10 %. Sin embargo, con un diseño normal se tendrá

suficiente desviación de aceite tal que para un 10 % de --
caída en la frecuencia, probablemente no disminuirá el flu
jo de aceite a los quemadores, y por lo tanto ningún cambio
se experimentará en el rendimiento de la caldera.

EFECTO DE FRECUENCIA SUBNORMAL EN EL RENDIMIENTO DEL GENE- RADOR Y TURBINA.

Las pruebas indican que la eficiencia del generador cambia
ligeramente con la frecuencia, un 10 % de reducción en la
frecuencia incrementa la eficiencia del generador sólo cer
ca del 0.1 %. Los ventiladores de enfriamiento serán opera
dos a menor velocidad lo cual reducirá el flujo de aire en
el sistema de enfriamiento y puede afectar las limitaciones
térmicas de la máquina dependiendo de la duración de tal -
emergencia. En algunas instalaciones ésto puede ser compen
sado mediante el incremento del flujo de agua en el inter
cambiador de calor o mediante el incremento de presión en
el hidrógeno.

Asimismo indican que un 10% de reducción de frecuencia, --
bajo condiciones de máximo flujo de vapor, puede resultar
en daño a algunas turbinas de baja presión debido al mar--
gen inadecuado para vibración axial y tangencial.

Una reducción de velocidad de las bombas de circulación de
vapor en el condensador, incrementa la contrapresión en la
turbina si no se acciona la válvula de estrangulación de -
flujo de vapor. El efecto del cambio de velocidad es más -
marcado con la circulación de agua caliente. Sin embargo, -
más importante es el hecho que existe tanto o mayor cambio
en el rendimiento del generador debido al rango anual de -
temperaturas del agua de ríos como el que habría debido a
una reducción de frecuencia del 10 %. Para el 10 % de re--

ducción de velocidad el máximo rendimiento de la turbina - disminuye 0.7 % mientras que debido al rango anual de temperatura, el rendimiento puede cambiar hasta 2 %.

Debe enfatizarse que, debido al rango limitado de cambios de velocidad de los reguladores de la turbina se dificultará la sincronización de generadores adicionales al -- bus, cuando la frecuencia del sistema esté del 2 al 5 % -- abajo de la nominal.

EFFECTO DE LA DISMINUCION DE FRECUENCIA EN EL EQUIPO ELECTRICO DE LA PLANTA.

Motores de Corriente Alterna.

El efecto más significativo en los equipos rotatorios ---- cuando sufren una disminución de frecuencia, es sin duda - una reducción de velocidad.

Como se observa de la siguiente expresión:

$$N = \frac{120f}{P} \quad (2-5)$$

Donde:

N = Velocidad síncrona en r.p.m.

f = Frecuencia en Hertz.

P = Número de Polos.

De la expresión anterior, la cual es válida tanto para motores trifásicos de inducción como síncronos, se observa - que si hay variación en la frecuencia permaneciendo constante el número de polos, también la habrá en la velocidad.

Sin embargo una variación del 10 % en el voltaje no afecta apreciablemente a la velocidad.

Sistemas de Excitación.

La Compañía Consolidated Edison realizó pruebas en el generador No. 4 de la Planta Sherman Creek para determinar el efecto de la reducción de frecuencia en los excitadores -- principal y piloto.

Con un 10% de reducción de frecuencia, resultó un 15% de -- reducción de voltaje en el excitador piloto y un 21% en el excitador principal, sin efectuar ajuste alguno en sus res-- pectivos reóstatos.

No se presentó inestabilidad en el voltaje del excitador -- piloto a 54 Hz. Sin embargo las pruebas indicaron que la -- inestabilidad tiende a desarrollarse al operar abajo de -- 50 Hz.

Relevadores de protección, instrumentos de tableros y --- wathorímetros.

Una reducción de 10% en la frecuencia del sistema incremen-- tará alrededor del 10% el tiempo de operación de la mayo-- ría de relevadores de inducción y resultarán errores de -- instrumento de aproximadamente 1%. La exactitud de los --- wathorímetros no será materialmente afectada por una re-- ducción de frecuencia en el sistema y sólo existirá un so-- breregistro de 0.5% a 54 Hz.

Reguladores de voltaje.

En general un 10% de reducción en la frecuencia afectará -- la operación de reguladores de voltaje. Los reguladores -- tienen inductancia o capacitancia por lo que serán afecta-- dos por un 10% de cambio en la frecuencia.

Sistemas de control en C.D.

Con una reducción en la frecuencia el grupo motor-generador (C.A.-C.D.) trabajará a menor velocidad y en consecuencia la corriente de carga será afectada a menos que se cuente con un regulador de voltaje automático. El cargador de baterías del tipo rectificador no será afectado, solamente por una reducción en la frecuencia. Sin embargo, en la mayoría de sistemas de control, los bancos de baterías son capaces de soportar la carga normal durante varias horas.

EFFECTO DE FRECUENCIA Y VOLTAJE SUBNORMAL EN EL EQUIPO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

Relevadores de red.

Con un 10% de reducción de frecuencia los relevadores de red, pueden disparar a 50% de su calibración de corriente inversa. A 10% de reducción de voltaje el relevador puede requerir más del 100% de corriente inversa para disparar. Ya que los relevadores de red están generalmente calibrados para disparar la protección, con base en la corriente magnetizante del transformador, no deben existir serias dificultades bajo condiciones de falla con operación a 10% de frecuencia o voltaje reducido.

Transformadores.

En transformadores convencionales de potencia y distribución, las pérdidas en el núcleo y en el cobre son cada una del orden del 1% de la potencia nominal o ligeramente menor para grandes unidades. Una reducción de 10% de ambos, voltaje y frecuencia reducirá las pérdidas en el núcleo cerca del 15%, dependiendo de la magnitud relativa

de las pérdidas por histéresis y corrientes eddy.

Una reducción de voltaje disminuye el flujo magnético, -- mientras una reducción de frecuencia lo incrementará. Ya que éstos tienen efectos opuestos en el flujo, una reducción de 10% en ambos no originarán corriente magnetizante.

Corriente de carga de capacitores y líneas.

Los kilovars suministrados por capacitores en derivación por líneas aéreas y cables subterráneos varía directamente con la frecuencia y con el cuadrado del voltaje. Por lo tanto un 10% de reducción de frecuencia y un 10% de -- reducción de voltaje reducirá los kilovars en 10% y 19% -- respectivamente o una reducción combinada de 27% en kilovars suministrados al sistema.

Televisión.

Los receptores de televisión son parte importante de la -- carga del sistema. Se han realizado pruebas para determinar el efecto de la disminución de frecuencia y voltaje -- en este tipo de equipo. Algunos resultados se muestran en la Tabla II. Debe notarse que para un 10% de reducción de frecuencia la potencia real se incrementó sólo ligeramente, mientras la potencia reactiva se incrementó 63%. Para 10% de reducción de voltaje la potencia consumida disminuyó 19% y la potencia reactiva 42%. Cuando ambos fueron reducidos 10%, la potencia real disminuyó 18% mientras la -- potencia reactiva casi se mantuvo constante. Para este tipo de equipo presenta ventajas emplear una reducción de -- voltaje para reducir carga.

TABLA II Mediciones a un aparato televisor de 200 Watts, pantalla 21"

Hz	Volts	Amperes	Watts	Vars	
60	117.0*	1.60	174	43	Atrás
54	117.0*	1.66	175	70	Atrás
60	105.3	1.42	141	25	Atrás
54	105.3	1.45	142	42	Atrás

* Voltaje nominal.

Iluminación.

La iluminación incandescente sólo es sensible a las variaciones de voltaje, mientras que la fluorescente es afectada por cambios de ambos, voltaje y frecuencia. La Tabla - III proporciona los resultados de pruebas efectuadas en unidades fluorescentes de diversas capacidades.

TABLA III Resultados de pruebas hechas a lámparas fluorescentes

	Hz	Volts	Amps.	Watts	Vars.	
Lámpara fluorescente circular de 32 Watts	60	117.0	0.62	37	61	Atrás
	54	117.0	0.70	42	71	Atrás
	60	105.3	0.50	30	42	Atrás
	54	105.3	0.56	33	49	Atrás
Dos lámparas fluorescentes de 4 pies 40 Watts c/u.	60	117.0	0.88	100	3	Adelante
	54	117.0	0.92	100	22	Atrás
	60	105.3	0.83	84	10	Adelante
	54	105.3	0.85	84	8	Atrás
Tres lámparas fluorescentes de 6 pies 54 Watts c/u.	60	117.0	2.10	232	56	Adelante
	54	117.0	2.14	222	85	Atrás
	60	105.3	2.17	211	72	Adelante
	54	105.3	1.99	199	22	Atrás

Las características eléctricas de las unidades fluorescentes pueden variar considerablemente. Sin embargo, de los resultados de pruebas dadas en la Tabla III, es aparente que la reducción de frecuencia reducirá el consumo de potencia muy ligeramente, pero en ciertos casos se incrementará la potencia reactiva muy apreciablemente. Por otra parte, la reducción de voltaje proporcionará alivio en la carga reduciéndose también la potencia reactiva.

Refrigeradores domésticos.

La Fig. 2.5 muestra la variación en amperes, Watts, factor de potencia y watt-horas por horas con variación en la frecuencia de un refrigerador doméstico, cuando el voltaje de suministro se mantiene constante. Las curvas muestran claramente que los watts disminuyen con una reducción de frecuencia, pero que los amperes y watt-horas se incrementan. De este modo un refrigerador doméstico a menor frecuencia necesita menos watts para operar, pero debido a que se requiere conservar el refrigerador frío, su propio control lo hará funcionar más tiempo y por lo tanto a menor eficiencia. Si cada uno de un amplio grupo de refrigeradores está en operación durante más tiempo del necesario, el efecto será el incremento de unidades en operación a cualquier instante y un decremento en la diversidad. Bajo tales condiciones, para éste y cualquier equipo automático similar la carga coincidente; primero se reducirá, entonces lentamente se incrementará a una carga mayor que la observada a frecuencia nominal.

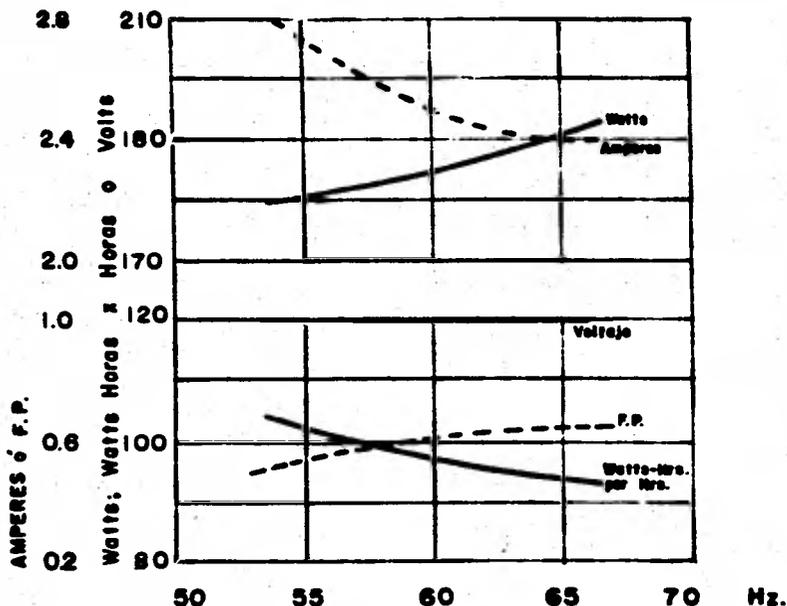


FIG.2.5 Efecto de la frecuencia en la carga de un refrigerador.

Acondicionadores de aire.

El uso expandido de acondicionadores de aire durante meses calurosos añade considerables bloques de carga al sistema, por lo que se examina la operación a menor frecuencia y/o voltaje. Para este propósito se han realizado pruebas en una unidad típica cuyos resultados se muestran en la Tabla IV. A 10% de reducción de frecuencia la disminución de potencia fue de 1.1% mientras la potencia reactiva se incrementó 16%. En comparación, un 10% de voltaje reduce la po-

tencia 3.4% pero en este caso la potencia reactiva se reduce 17.6%.

TABLA IV Acondicionadores de aire 208 Volts. 60 Hz 1 ϕ

Compresor	3/4HP
Motor-ventilador-condensador	0.035HP
Motor-ventilador-evaporador	0.020HP

Entrada promedio al aire acondicionado

Frec. Hz	Volts	Amperes	Watts	Vars	
60	208.0	7.0	890	1135	Atrás
54	208.0	7.6	880	1320	Atrás
60	187.2	6.8	860	935	Atrás
54	187.2	7.0	835	1040	Atrás

EFFECTOS DE LA REDUCCION DE VOLTAJE Y FRECUENCIA EN LA CARGA DEL SISTEMA.

Desde el punto de vista eléctrico, la variedad de aparatos en el sistema pueden caracterizarse por los siguientes factores.

- Tamaño.
- Simetría o número de fases.
- Carga constante (con respecto al tiempo, voltaje y frecuencia).
- Si emplean ciclos definidos de operación.

Mientras que las cargas individuales pueden ser completamente aleatorias, puede reconocerse un comportamiento definido cerca de los transformadores de distribución. En el nivel subtransmisión este comportamiento es aún más pronunciado y finalmente en el nivel de transmisión se --

puede alcanzar una situación predecible.

Estas cargas varían en valores predecibles con el tiempo - y por lo general hay variaciones considerables no solamente entre horas del día, sino también entre días de la semana, estaciones y niveles pico de carga.

Las cargas compuestas, que constituyen la mayoría de las - cargas actuales también varían con la frecuencia y el voltaje y esta relación puede ser escrita de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} P &= P(f, V) \\ Q &= Q(f, V) \end{aligned} \quad (2-6)$$

donde

- P = potencia activa
- Q = potencia reactiva
- f = frecuencia del sistema
- V = voltaje del bus

Sin embargo, para este tipo de carga la relación funcional no puede ser encontrada analíticamente. Lo mejor que se -- puede hacer en una situación práctica es evaluar, por algún procedimiento empírico, la dependencia de voltaje y -- frecuencia. En la mayoría de los casos los cambios en las cargas activas (ΔP) y reactivas (ΔQ) son provocadas por variaciones relativamente pequeñas de frecuencia y voltaje - (Δf y ΔV). De la ecuación (2-6) se obtiene:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial P}{\partial V} \Delta V \\ \Delta Q &= \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial Q}{\partial V} \Delta V \end{aligned} \quad (2-7)$$

Las cuatro derivadas parciales de las ecuaciones (2-7) no pueden ser determinadas analíticamente para cargas compuestas, por lo que deberán encontrarse empíricamente. Estas derivadas describen completamente la naturaleza de la carga alrededor de los valores nominales de frecuencia y voltaje, y varían con las características físicas de la carga como se muestra en la Tabla V.

TABLA V Factores sugeridos de acuerdo al tipo de carga.*

Tipo de carga	$\Delta P/\Delta V$	$\Delta Q/\Delta V$	$\Delta P/\Delta F$	$\Delta Q/\Delta F$
Carga compuesta	0.7 a 1.2	1 a 2	0.6 a 1.5	0 a -0.6
Residencial	1.0 a 1.5	1 a 1.4	0.5	-0.7
Comercial	1.2	1.17	-0.185	-0.488
Industrial	0.7 a 1.5	1 a 2		

* Estos valores han sido normalizados con respecto a la potencia aparente, S.

En resumen, los efectos de la carga son caracterizados -- por los siguientes puntos:

- Las cargas individuales se distinguen de las cargas ---- compuestas.
- Los cambios en la potencia activa (P) se distinguen de los cambios en la potencia reactiva (Q).
- Los cambios resultantes de cambios en voltaje se distinguen de aquéllos resultantes de cambios en frecuencia.
- La composición de la carga varía con el tiempo, por lo que los efectos en sus características en períodos largos, deberán evaluarse repitiendo estudios modificando sus características particulares.

2.3 LIMITES DE OPERACION DEL SISTEMA.

Los límites de reducción de frecuencia, deben ser fijados a valores donde al menos, el sistema pueda recuperarse -- sin que el equipo sufra daños o pérdida de rendimiento.

Las pérdidas súbitas de generación, ocasionan que la frecuencia caiga rápidamente a niveles radicalmente abajo de lo normal.

Debido a que el equipo del sistema, está diseñado para -- operar nominalmente a 60Hz, una reducción en la frecuen-- cia ocasionará daños materiales irreversibles y pérdida - de rendimiento en el equipo.

Estas son las razones principales por las que se debe li-- mitar su operación a frecuencias subnormales.

El programa general de desconexión de carga debe estar -- acorde con las limitaciones de operación del equipo duran-- te condiciones de baja frecuencia.

Debido a que las plantas auxiliares operan durante perio-- dos en que el sistema está sobrecargado, las limitaciones están generalmente asociadas con el funcionamiento del -- equipo componente de este tipo de plantas, especialmente las turbinas de vapor que es donde más repercuten las re-- ducciones de frecuencia.

Cuando las turbinas de vapor operan a frecuencias subnor-- males, alrededor de 58.5Hz o menos, los álabes pueden vi-- brar severamente produciendo grandes esfuerzos, los cua-- les después de cierto tiempo, aproximadamente 10 minutos, ocasionarán que la turbina sea inutilizable.

Los límites de tiempo durante los cuales la turbina puede operar para diferentes valores de frecuencias subnormales deben ser especificados por el fabricante. A continuación se da una estimación conservadora de estos límites. Tabla VI.

TABLA VI Límites de tiempo para daño a turbinas.

Frecuencias Subnormales a plena carga (Hz).	Tiempo mínimo para que la turbina se dañe.
59.4	Continuo
58.8	90 minutos
58.2	10 minutos
57.6	1 minuto

Cabe aclarar que este tiempo es acumulativo, ésto es, medio minuto de operación a plena carga a 57.6 Hz ocasionará que sólo se disponga de medio minuto, para el resto de la vida de la turbina, para que pueda operar a 57.6 Hz.

El daño del equipo, combinado con la magnitud de la sobre carga, pueden acelerar el colapso del sistema.

En general, la operación continua de las turbinas de vapor a frecuencias subnormales debe ser restringida a valores no menores de 58.8 Hz. Sobre la base de una frecuencia nominal de 60 Hz.

Las pruebas llevadas a cabo en sistemas reales, han demostrado que a frecuencias abajo de 59 Hz el funcionamiento de las plantas auxiliares empieza a disminuir y con ello el rendimiento de la planta generadora se verá afectado gradualmente.

La condición limitante de reducción de frecuencia a nivel sistema, se alcanzará cuando ésta tome valores de 53 a 55 Hz valores menores a este rango ocasionarán el inminente colapso del sistema.

Debe notarse que si la frecuencia es limitada a 53-55 Hz o a alguna frecuencia mayor, la desconexión de carga debe ocurrir a algún valor superior, pues debido al tiempo de retardo en la operación de los relevadores, la frecuencia continuará disminuyendo a valores abajo del límite, antes de que la carga sea realmente desconectada.

Por esta razón, generalmente se fijan límites de reducción de frecuencia de 56-57 Hz para tener en cuenta este tiempo de retardo.

CAPITULO 3

CARACTERISTICAS DE LA FRECUENCIA

CARACTERISTICAS DE LA FRECUENCIA.

El comportamiento de un sistema después de un gran desbalance generación-carga puede ser estudiada con base en la respuesta en frecuencia.

En un sistema aislado o interconectado conteniendo dos o más máquinas la respuesta en frecuencia puede ser caracterizada por un valor efectivo dentro de una banda de valores determinados por las máquinas individuales.

El rango de valores a través de la configuración del sistema es determinado por las oscilaciones electromecánicas entre las máquinas, las cuales dependen del grado de acoplamiento eléctrico, de la influencia de sus voltajes individuales, características de respuesta de sus controles de velocidad y el tipo de perturbación inicial.

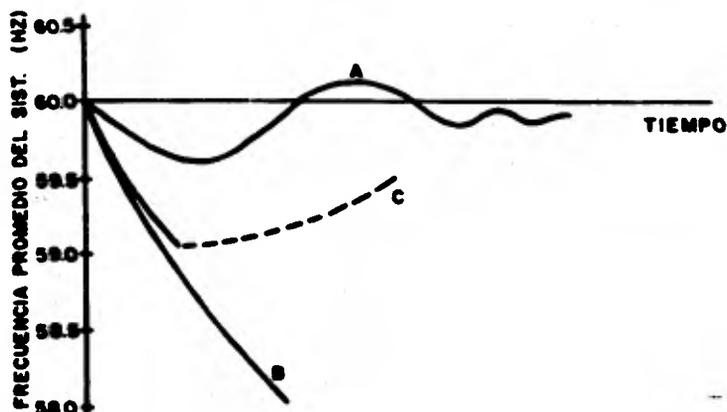


FIG. 3.1 Respuesta de la frecuencia de un sistema después de una pérdida súbita de generación (o sobrecarga).

Las respuestas típicas de frecuencia de un sistema con -- una deficiencia de generación son mostradas en la Fig. --

3.1. Si la reserva rodante es mayor que la pérdida de generación, la respuesta es similar a la curva A. Cuando la reserva rodante es insuficiente para contrarrestar la deficiencia, entonces la curva B muestra una continua caída de frecuencia, solamente si existe alguna manera de lograr el balance generación carga resulta la curva C.

Un parámetro importante en los estudios de desconexión de carga es el porcentaje de sobrecarga que se define como:

$$\% OL = \frac{\text{CARGA-GEN.REMANENTE}}{\text{GEN.REMANENTE}} \times 100 \quad (3-1)$$

o en por unidad

$$OL = \frac{\text{CARGA-GEN.REMANENTE}}{\text{GEN.REMANENTE}} \quad (3-1)$$

Para examinar el comportamiento dinámico del sistema, los estudios pueden ser con dos procedimientos diferentes, el primero considerando a todas las máquinas del sistema con centradas en una sola máquina y el otro mediante la simulación de multimáquinas.

El primero supone que los generadores están eléctricamente acoplados de tal forma que las oscilaciones entre máquinas son despreciables.

Estos estudios son importantes ya que no sólo proveen un entendimiento conceptual de la influencia de los parámetros involucrados, sino que también indican como se relacionan la desconexión de carga y los parámetros del sistema en el comportamiento dinámico efectivo del sistema.

Sin embargo, algunas preguntas relacionadas con las oscilaciones entre máquinas a través de una red interconectada, no pueden ser respondidas con base en un estudio de máquina concentrada.

Algunas de las informaciones más importantes que pueden ser resueltas por una simulación detallada de multimáquinas son las siguientes:

- 1.- La dispersión de la desconexión de carga debido a la dispersión de frecuencia en la red.
- 2.- El comportamiento de la desconexión de carga por subáreas y en particular, el comportamiento de cada área en relación con las otras.
- 3.- Los flujos transitorios de potencia en líneas de transmisión.
- 4.- El efecto realista de un despacho de reserva rodante.
- 5.- El efecto de la pérdida de generación en un lugar en particular en el comportamiento de la desconexión de carga y oscilaciones entre máquinas.

Para los propósitos de este trabajo, los estudios de desconexión de carga estarán basados en la simulación de máquina concentrada ya que, en general, no es posible determinar analíticamente las oscilaciones de frecuencia que pueden ocurrir en un sistema de tamaño apreciable durante una perturbación.

El método emplea la ecuación de oscilación deducida anteriormente en el Capítulo 1.

$$I \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_f - T_e \quad (1-8)$$

Una expresión más adecuada se deduce sustituyendo el valor de $I = \frac{2HG}{(360f_0)^2}$ y expresándola en por unidad - - - - -

$$(T_B = G/\omega_0 = G/360f_0)$$

$$\frac{H}{180f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_f - T_e$$

En el modelo de máquina concentrada la potencia mecánica - en la flecha P_f viene a ser la potencia mecánica total de todas las máquinas P_G , y la potencia eléctrica P_e viene a ser la potencia total en la carga P_L ya que las pérdidas - se desprecian:

$$\frac{H}{180f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_G - T_L \quad (3-2)$$

La constante de inercia (H) es definida como la relación - del momento de inercia de las componentes rotatorias del - generador entre la capacidad de la unidad. La constante - de inercia de una unidad debe ser proporcionada por el fa - bricante. Para un sistema, el valor se calcula como sigue:

$$H_{SIST} = \frac{H_1 MVA_1 + H_2 MVA_2 + \dots + H_n MVA_n}{MVA_1 + MVA_2 + \dots + MVA_n} \quad (3-3)$$

donde los subíndices 1,2,...n se refieren a las unidades - generadoras del sistema.

En este modelo es posible incluir los efectos de polos sa - lientes de las máquinas. Otro punto es la derivación de - un modelo compuesto para representar el gobernador y la - respuesta del primotor de varias máquinas de diferentes - características de respuesta.

Sin embargo, ni los efectos de los polos salientes ni la acción del regulador de velocidad serán considerados ya - que es difícil generalizar los efectos que producen. La - acción del regulador es incrementar la potencia de entra - da, pero dicha acción dependerá de la carga inicial del -

generador, sensibilidad de los controles, constantes de tiempo de la caldera, los cuales pueden diferir apreciablemente entre sistemas y aún dentro del sistema. Es reconocido que los cálculos basados en la suposición de que no existe acción correctiva dará resultados pesimistas. Sin embargo, si el método indica una recuperación del sistema es seguro que la respuesta será válida. El error será grande para generadores livianamente cargados, y mínimo cuando los generadores estén operando cerca de su capacidad máxima.

En las secciones siguientes se discutirán las características de frecuencia de un sistema en dos modelos, primero asumiendo que los pares generación y carga son constantes y el segundo considerando que la potencia en el generador y en la carga varía proporcionalmente con un valor de frecuencia elevada a una potencia.

3.1 TASA DE VARIACION DE LA FRECUENCIA CONSIDERANDO CONSTANTES LOS PARES DE GENERACION Y CARGA.

De la ecuación (3-2) para pares constantes:

$$\frac{H}{180f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = T_G - T_L = T_a \text{ (constante)}$$

donde T_a es el par neto acelerante en p.u.

De la ecuación (1-7) del Capítulo 1.

$$\theta = \delta + \omega_0 t$$

Derivando dos veces y sustituyendo el valor $\frac{d\theta}{dt} = \omega = 360f$ se tiene:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = 360 \frac{df}{dt} \quad (3-4)$$

Sustituyendo (3-4) en (3-2) y despejando df/dt se obtiene la ecuación de la tasa de variación de frecuencia

$$\frac{df}{dt} = T_a \frac{f_0}{2H} \quad (3-5)$$

Cuando hay una pérdida de generación, el par neto T_a será negativo o desacelerante, y como es constante, la variación de frecuencia con el tiempo será una línea recta. Esta variación para diferentes valores de sobrecarga se muestra en la Fig. 3.2.

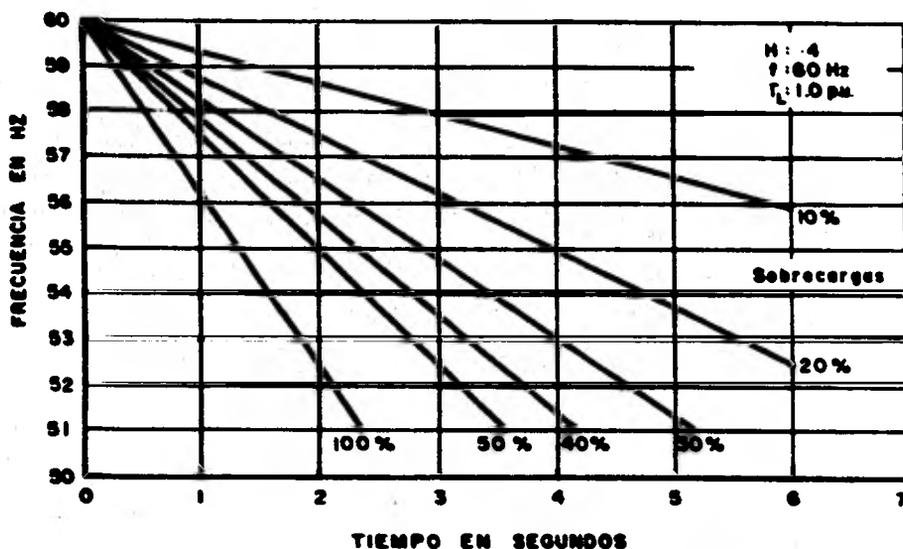


FIG. 3.2 Variación de la frecuencia para diferentes valores de sobrecarga.

Las características de recuperación del sistema pueden obtenerse de la misma ecuación. Por ejemplo, si se desconecta una carga igual al valor de la sobrecarga, el par T_a será cero y por lo tanto la tasa de variación de la frecuencia también será cero. Si la cantidad de carga desconectada es mayor que la sobrecarga, T_a será mayor que cero, por lo que será un par acelerante y la frecuencia se incrementará en línea recta. Si la cantidad de carga cortada es menor que la sobrecarga, la frecuencia continuará decayendo pero en menor grado. En la Fig. 3.3 se muestran características de recuperación de un sistema suponiendo una sobrecarga inicial de 10%.

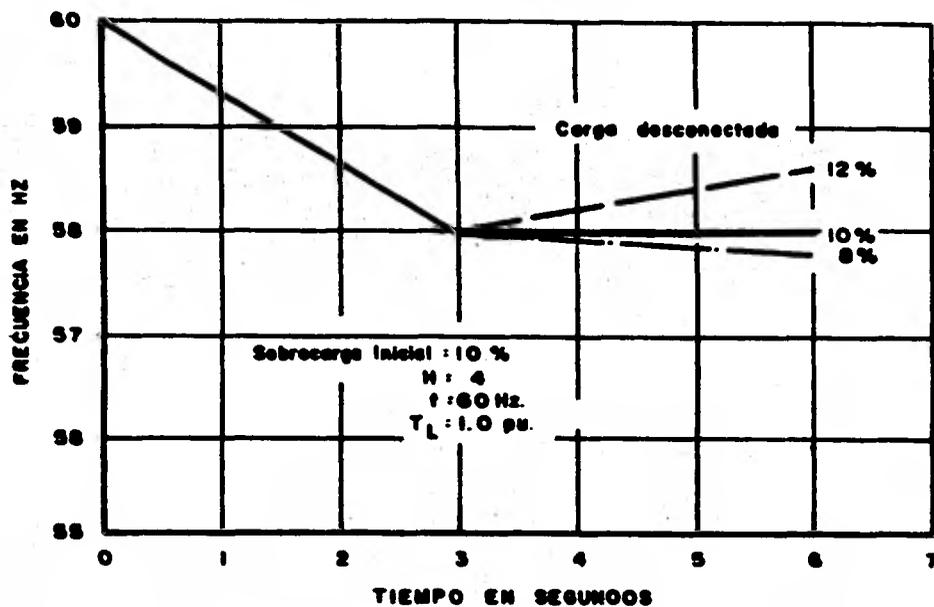


FIG. 3.3 Características de recuperación del sistema para diferentes valores de carga desconectada.

La ecuación (3-5) da resultados pesimistas ya que muestran una reducción lineal de la frecuencia; en un sistema real, ambos par generador y carga al variar con la frecuencia - tienden a amortiguar la caída de ésta.

3.2 TASA DE VARIACION DE LA FRECUENCIA CONSIDERANDO LA VARIACION DE LA CARGA Y EL PAR DEL GENERADOR CON LA FRECUENCIA.

Características del Generador.

Un sistema sujeto a una pérdida súbita de generación puede ser ilustrado en la Fig. 3-4 abriendo el interruptor S_1 .

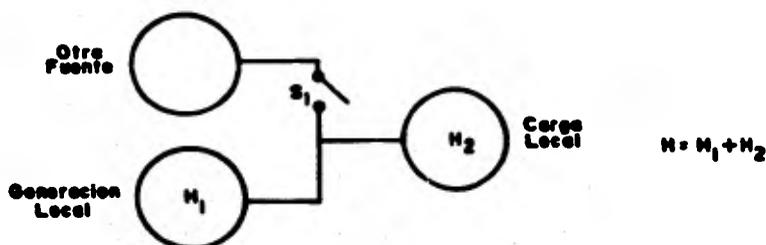


FIG. 3.4 Desconexión súbita de generación.

Suponiendo constante la entrada del primotor del Generador remanente, el par aproximado en p.u. en términos de sus -- valores iniciales es:

$$T_G = \frac{T_{G0} f_0}{f} \quad (3-6)$$

donde T_{G0} y f_0 son el par inicial del generador en p.u. y la frecuencia inicial respectivamente, y T_G y f son el -- par y la frecuencia resultante debido a la pérdida de generación.

La potencia del generador en p.u.

$$P_G = T_G \frac{f}{f_0} \quad (3-7)$$

Para una máquina eléctrica el par es máximo cuando la velocidad es cero y el par es cero cuando la velocidad máxima.

En la ecuación (3-6) a una velocidad de 1 p.u. el par es unitario, de lo que se concluye que las ecuaciones (3-6) y (3-7) deben ser aplicadas para pequeñas variaciones de la velocidad inicial.

Sustituyendo (3-6) en (3-7):

$$P_G = T_{G0} \frac{f_0}{f} \frac{f}{f_0} = P_{G0} \left(\frac{f}{f_0} \right)^n \quad (3-8)$$

donde $n = 0$.

La introducción del factor n es para corrección de las características de potencia del generador.

Sin embargo, estudios realizados sobre generadores (Tabla VII), muestran que los valores de n están suficientemente cercanos a cero como para sostener la validez de las ecuaciones (3-6) y (3-7).

$$P_G = P_{G0}$$

La potencia del generador se mantiene constante.

Características de la carga.

Como se ha mencionado, cuando ocurre una súbita caída de frecuencia, dado que la respuesta de los reguladores de -- voltaje no es instantánea, el voltaje también decrece.

TABLA VII Capacidad de Estaciones Generadoras de la Cía. Eléctrica de Philadelphia a varias frecuencias*

Estación	Tipo	60Hz	57Hz	n	54Hz	n
C	Vapor	180	180	0.0	180	0.0
D	Vapor	252	249	0.42	242	0.38
E	Vapor	436	436	0.0	424	0.26
F	Vapor	467	467	0.0	466	0.0
G	Vapor	184	181	0.58	175	0.48
A	Vapor	364	364	0.0	364	0.0
B	Hidro	252	252	0.0	252	0.0
Sistema		2 135	2 120	0.14	2 103	0.16

*en MW.

La reducción de voltaje y frecuencia tiene un efecto correctivo puesto que tiende a reducir la carga.

En un sistema con preponderancia de cargas resistivas, la reducción de voltaje será más efectivo para reducir la carga. Por otro lado, en uno con preponderancia de carga de motores, la mejor respuesta para reducir la carga se obtiene con una reducción de ambos, voltaje y frecuencia.

Las dificultades prácticas para establecer las características de una carga compuesta son evidentes, por lo que se emplea un parámetro llamado factor de reducción de carga - (d) y se define como sigue:

$$d = \frac{\text{PORCIENTO DE REDUCCION EN LA CARGA}}{\text{PORCIENTO DE REDUCCION EN FRECUENCIA}} \quad (3-9)$$

El valor exacto puede ser determinado únicamente analizando el comportamiento de la carga con la frecuencia en el sistema bajo consideración.

Derivación de las Ecuaciones para calcular la tasa de variación de la frecuencia.

La energía cinética de una turbina y máquina rotatoria si que la ley fundamental de los cuerpos en rotación:

$$EC = \frac{1}{2} I \omega_0^2 \quad (3-10)$$

donde ω_0 es la velocidad angular inicial.

Para un cambio en la velocidad de la masa rotatoria, la energía disponible es:

$$EC_T = \frac{1}{2} I (\omega_0^2 - \omega_1^2) \quad (3-11)$$

donde ω_1 es la velocidad final de la masa rotatoria.

Por definición, ecuación (1-15)

$$EC = HG \quad (1-15)$$

La energía cinética disponible puede ser expresada también en términos de la potencia acelerante Pa.

$$EC_T = \int_0^T P_a dt \quad (3-12)$$

Sustituyendo la ecuación (3-11) en (3-12)

$$\frac{1}{2} I (\omega_0^2 - \omega_1^2) = \int_0^T P_a dt \quad (3-13)$$

De las ecuaciones (1-14) y (1-15) del Capítulo 1 despejando el valor de I se tiene:

$$I = \frac{2HG}{\omega_0^2}$$

Sustituyendo la ecuación anterior en (3-13) y arreglando se tiene:

$$\frac{\int_0^T \text{Padt}}{HG} = 1 - \frac{f_1^2}{f_0^2} \quad (3-14)$$

La sobrecarga en por unidad como se definió en la ecuación (3-1)

$$OL = \frac{P_L - P_G}{P_G}$$

donde P_G = generación remanente (MW)

P_L = potencia de la carga en MW

La generación remanente puede ser expresada por medio de la capacidad nominal de la suma de la generación resultante ya que según lo expuesto en características del generador, la potencia P_G puede considerarse constante:

$$P_G = Gfp$$

donde fp es el factor de potencia del sistema, entonces - la potencia acelerante (ó desacelerante) es:

$$P_a = P_L - P_G = OL \cdot G \cdot fp$$

Sustituyendo lo anterior en la ecuación (3-14) se tiene:

$$\left(\frac{fp}{H}\right) \int_0^T OL dt = 1 - \frac{f_1^2}{f_0^2} \quad (3-15)$$

Para evaluar la integral de la ecuación (3-15) se necesita conocer las características de la carga, ya que OL depende de esas características.

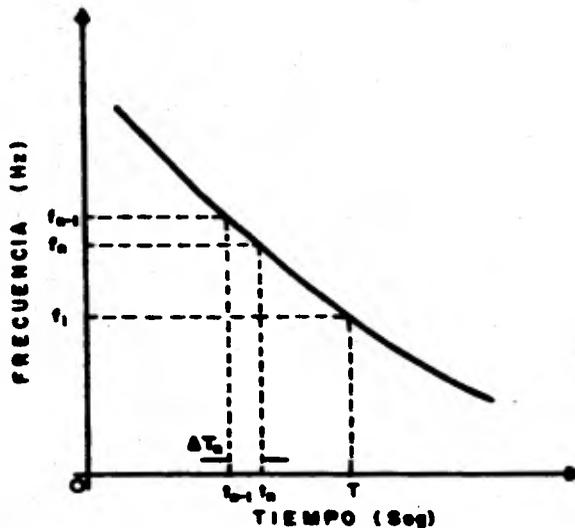


FIG. 3.5 Variación de la frecuencia con el tiempo.

Desarrollando la integral de la ecuación (3-15) para pequeños incrementos de tiempo

$$\frac{f_p}{H} (OL_1 \Delta t_1 + OL_2 \Delta t_2 + \dots + OL_n \Delta t_n) = 1 - \frac{f_1^2}{f_0^2}$$

Para un intervalo suficientemente pequeño para tomar un valor promedio de OL se tendrá (Fig. 3.5).

$$\frac{f_p}{H} (OL_{av} \Delta t_n) = 1 - \frac{f_n^2}{f_{n-1}^2} \quad (3-16)$$

donde $Olav$ es el valor promedio de OL en un intervalo suficientemente pequeño y se puede aproximar linealmente de la manera siguiente:

$$Olav_n = \frac{OL_n + OL_{n-1}}{2} \quad (3-17)$$

De la Fig. 3.5 para intervalos pequeños de tiempo, la tasa de variación de frecuencia es:

$$R_n = \frac{f_n - f_{n-1}}{\Delta t_n} \quad (3-18)$$

Despejando Δt_n de la ecuación (3-16) y sustituyéndolo en la ecuación de la tasa de variación de frecuencia.

$$R_n = \frac{fp \cdot Olav_n (f_n - f_{n-1})}{H \left(1 - \frac{f_n^2}{f_{n-1}^2} \right)} \quad (3-19)$$

La ecuación (3-19) y la ecuación (3-9) proveen un método rápido y preciso para encontrar el comportamiento promedio de la frecuencia. La Fig. 3.6 muestra el comportamiento de un sistema para diversas combinaciones de constantes de inercia y porcentajes de sobrecarga. Y está basada en una reducción de carga del 2% por cada 1% de reducción de frecuencia.

En las curvas de la Fig. 3.6 puede observarse que la tasa inicial de variación de frecuencia dependerá únicamente de la sobrecarga inicial y la constante de inercia del sistema.

Para una sobrecarga dada la tasa inicial de variación de frecuencia será menor mientras más grande sea la constante

de inercia H .

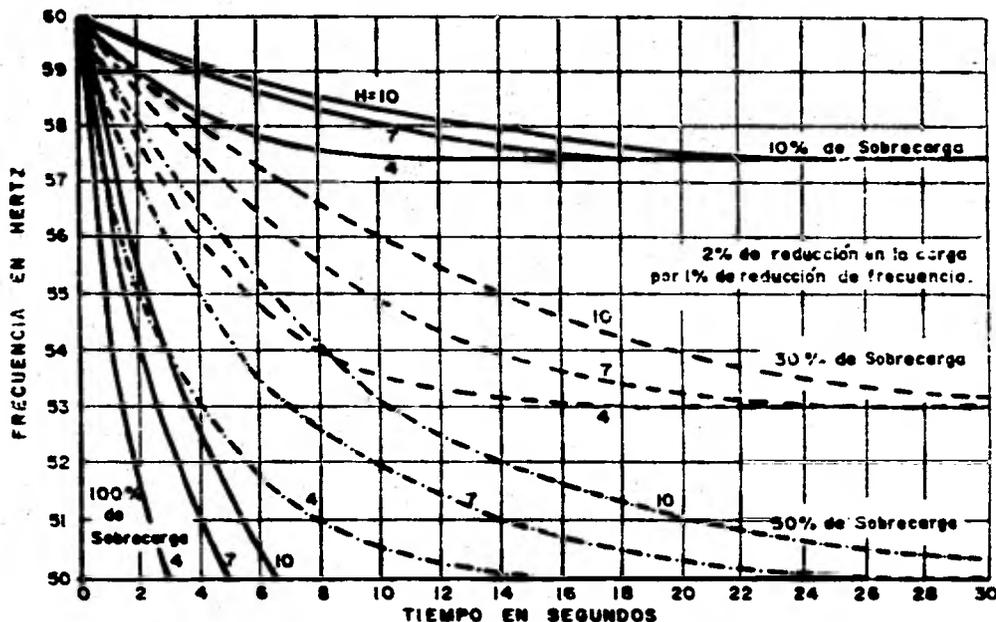


FIG. 3.6 Reducción de frecuencia debido a una sobrecarga.

Los antiguos generadores impulsados por rueda hidráulica, tienen constantes de inercia tan grandes como 10, las nuevas unidades generadoras pueden tener constantes de inercia de solamente 2 ó 3, ya que la tendencia del diseño de turbina-generador es hacia grandes potencias de salida con pequeñas masas del rotor, los sistemas de potencia llegarán más pronto a frecuencias peligrosas para cantidades dadas de sobrecarga.

La constante de inercia está basada en la capacidad nominal, la constante efectiva para una máquina operando a carga parcial es mayor que el valor mencionado anteriormente. También los esquemas de desconexión de carga funcionarán más efectivamente durante cargas pesadas del sistema, por lo que el valor nominal de H es el más efectivo.

De la Fig. 3.6 puede observarse que la frecuencia de establecimiento para una sobrecarga dada es independiente de la constante de inercia.

La Fig. 3.7 muestra el comportamiento de un sistema para diversos porcentajes de reducción de carga por 1 % de reducción de frecuencia.

La Fig. 3.8 muestra diversas curvas de tasa de variación de frecuencia para distintas sobrecargas y constantes de inercia.

Las ecuaciones que describen el comportamiento de la frecuencia tienen la ventaja de que pueden simularse por medio de la computadora. La Fig. 3.9 muestra el diagrama de flujo para encontrar los valores de Frecuencia, Sobrecarga y tasa de variación de frecuencia para incrementos precisos de tiempo.

La Tabla VIII muestra los resultados de la simulación para un sistema con parámetros mostrados en la misma.

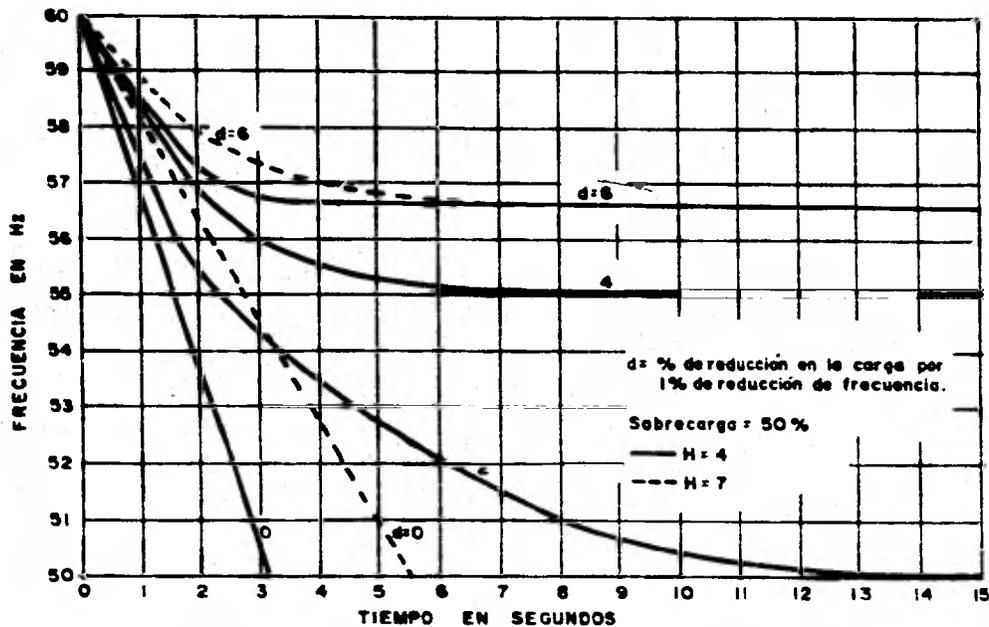


FIG. 3.7 Efectos de los características de la carga en la reducción de la frecuencia.

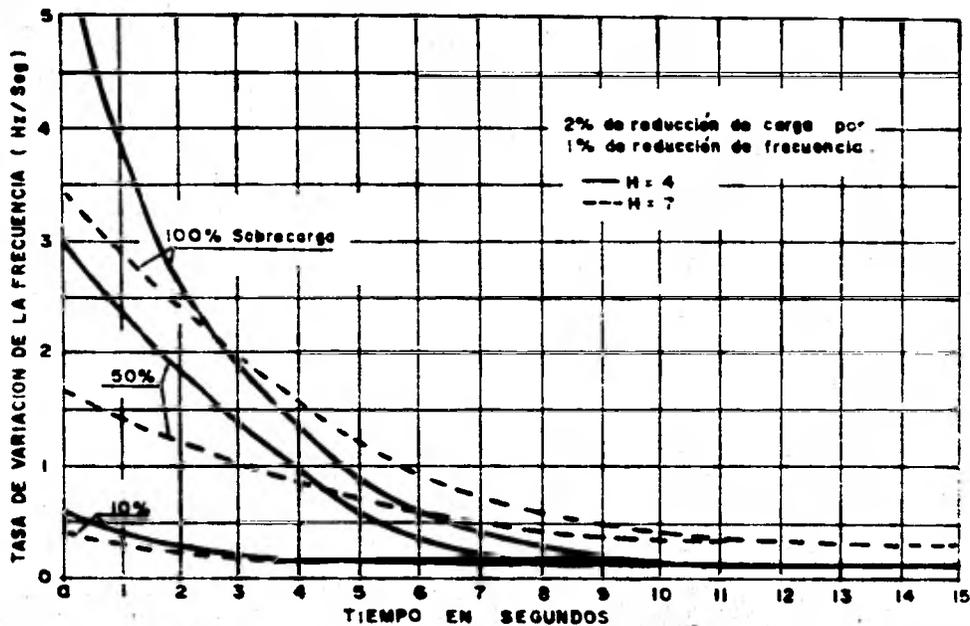


FIG. 3.8 Tasa de variación de la frecuencia con el tiempo.

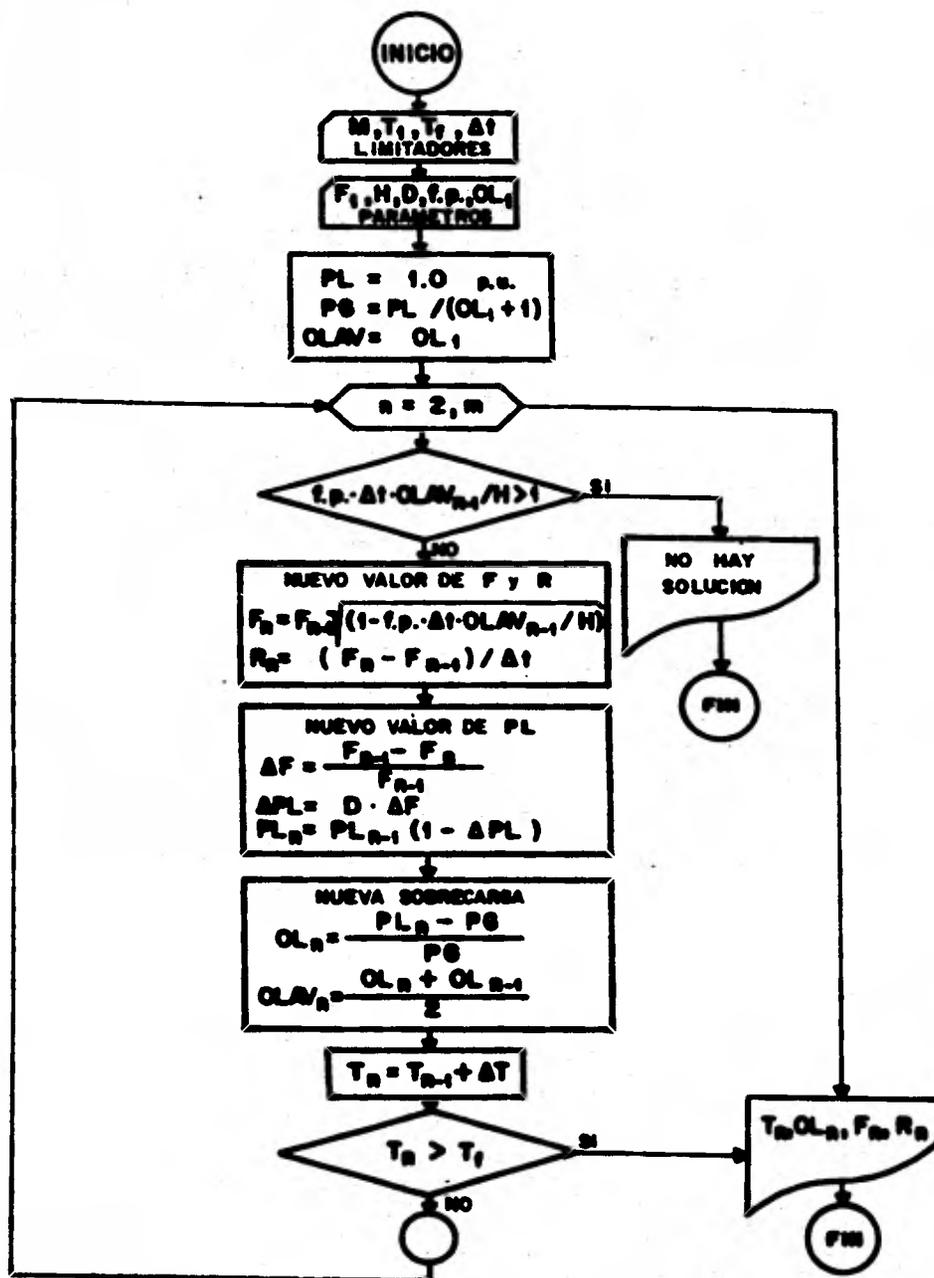


FIG. 3.9 Diagrama de flujo del programa Tasa de variación de la frecuencia.

CAPITULO 4

RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA

RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA.

Un relevador de baja frecuencia es un dispositivo que opera para cerrar sus contactos cuando la frecuencia de la -- fuente de voltaje aplicada a éste, es menor de un valor -- preestablecido. En la actualidad existen tres tipos básicos de relevadores de baja frecuencia para desconexión de carga. Los relevadores del tipo disco de inducción y del -- tipo cilindro de inducción ambos electromagnéticos y el -- relevador estático. Las aplicaciones específicas de estos relevadores serán descritas en la presente sección así como las partes que constituyen el relevador y las características de operación.

4.1 RELEVADOR DE FRECUENCIA DEL TIPO DISCO DE INDUCCION.

Consiste de un disco metálico de cobre o aluminio el cual gira entre las caras de los polos de un electromagneto, -- uno arriba del disco y otra por debajo llamados respectivamente polo superior y polo inferior. El contacto móvil se encuentra en el eje del disco. Fig. 4.1.

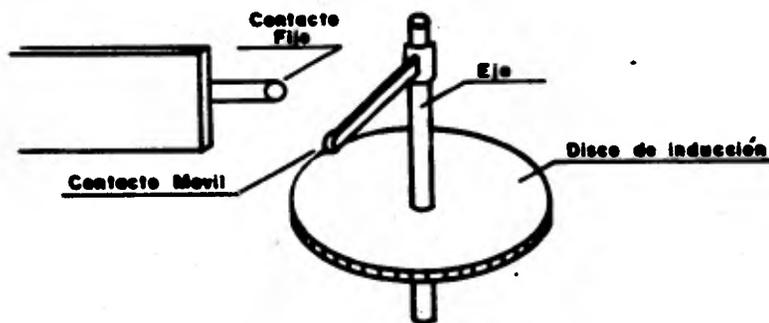
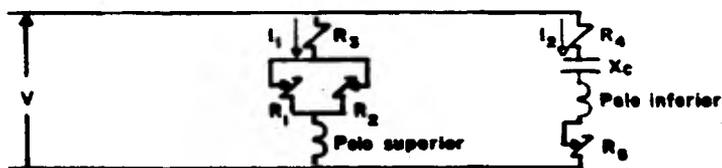


FIG. 4.1 Relevador tipo disco de inducción.

Operación.

El relevador del tipo disco de inducción está diseñado de tal manera que a frecuencia normal (60Hz) la corriente del polo superior se adelanta a la corriente del polo inferior, Fig. 4.3, y el defasamiento de los flujos correspondientes producen un par en el disco que mantienen los contactos -- del relevador abiertos.



I_1 - Corriente del polo superior
 I_2 - Corriente del polo inferior

FIG. 4.2 Configuración eléctrica

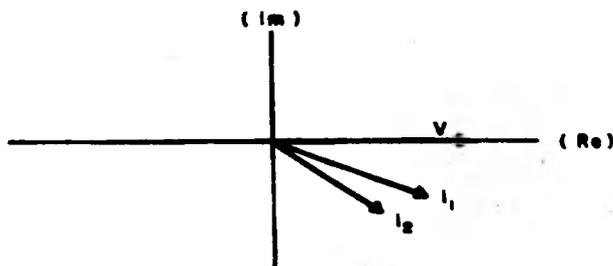


FIG. 4.3 Diagrama fasorial de I_1 e I_2 a $f=60$ hz.

Cuando la frecuencia disminuye, el ángulo de fase del circuito del polo inferior se vuelve más adelantado, hasta el ajuste de frecuencia del relevador la corriente del polo inferior empieza a adelantar la corriente del polo superior, Fig. 4.4, por lo que el par que se produce en el disco se invierte hacia la dirección de cierre de contactos.

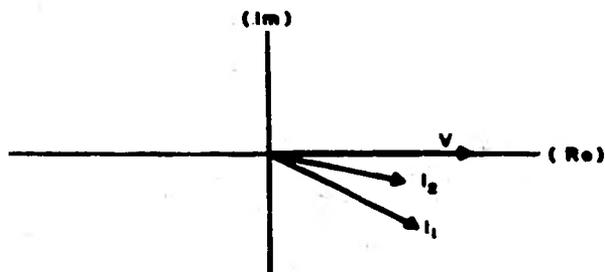


FIG. 4.4 Diagrama fasorial de I_1 e I_2 a $f < 60$ Hz

A menor frecuencia, el ángulo de defasamiento es mayor por lo tanto el disparo del relevador es más veloz.

El relevador tiene una resistencia variable en el circuito del polo superior, para el ajuste de frecuencia. Las características del relevador para un ajuste a 58 Hz (por ejemplo) se muestran en las Figs. 4.5 y 4.6. Como lo muestran las curvas de la Fig. 4.5 el relevador tiene una característica de baja frecuencia-tiempo inverso. El parámetro nivel de tiempo se refiere al ajuste de la separación inicial de contactos, los cuales determinan el tiempo de operación -- para una determinada frecuencia. Para predecir el comportamiento del relevador durante un disturbio que afecte a la frecuencia, una característica más útil es el tiempo de operación como una función de la tasa de variación de la frecuencia Fig. 4.6.

El relevador de baja frecuencia del tipo disco de inducción es exacto dentro de 0.1 a 0.2 Hz de la frecuencia de

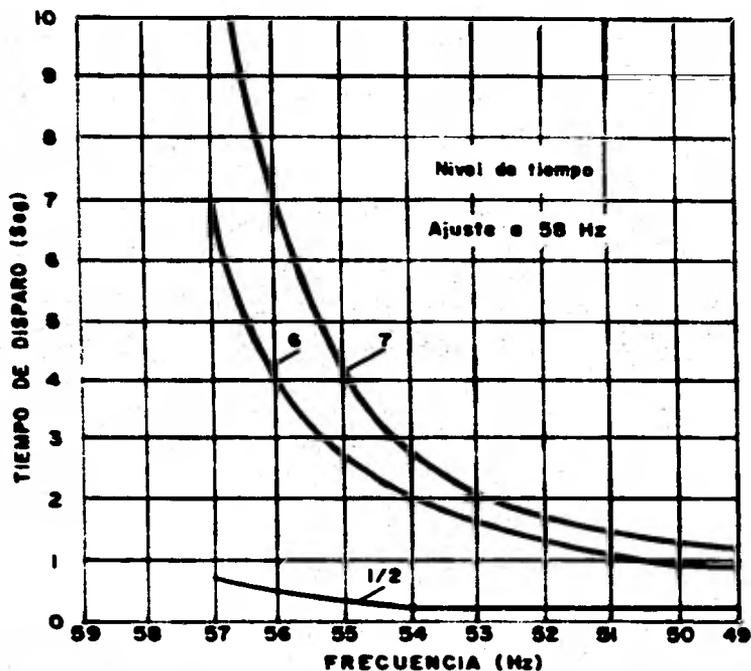


FIG. 4.5 Característica de baja frecuencia-tiempo de disparo.

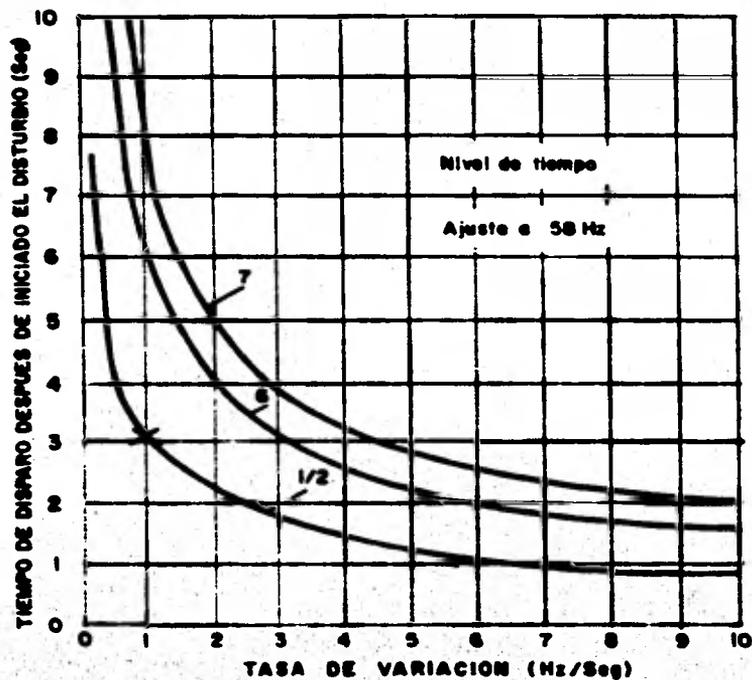


FIG. 4.6 Característica de tasa de variación-tiempo de disparo.

ajuste. Está diseñado para aplicaciones donde no es necesario altas velocidades de disparo.

El tiempo de operación del relevador puede ser calculado como sigue. Si el relevador se emplea en un sistema cuya $H = 8$ y $f.p. = 0.85$ sujeto a un 31 % de sobrecarga, la tasa inicial de disminución de la frecuencia entre 60 y 58 Hz puede ser calculada a partir de la ecuación (3-19).

$$R = \frac{(0.85) (0.31) (-2)}{8 (0.0656)} = - 1.0 \text{ Hz/seg.}$$

El relevador tiene un ajuste de frecuencia a 58 Hz y un selector de ajuste del tiempo de 1/2; el cual está conectado a un interruptor de 6 ciclos.

La Fig. 4.6 muestra que para una tasa de disminución de la frecuencia de 1 Hz/seg. (punto x), el relevador dispara -- 3.2 segundos después de iniciado el disturbio.

Ya que la disminución de frecuencia no puede ser detenida hasta que ciertos bloques de carga sean desconectados, todos los tiempos de retardo externos (incluyendo el tiempo que emplea el interruptor en disparar) deben ser añadidos al tiempo del relevador. Añadiendo el tiempo del interruptor de 6 ciclos, ó 0.1 segundos, da un total de 3.3 segundos desde el inicio del disturbio hasta la interrupción de la carga. Con una tasa de disminución de 1 Hz/s, la frecuencia al momento de la interrupción será de $3.3 \times 1.0 = 3.3$ Hz abajo de la normal (60 Hz) ó 56.7 Hz.

Aplicaciones usuales.

El relevador de frecuencia del tipo disco de inducción se emplea para la protección o control de equipo donde la fre

Partes constitutivas del relevador Fig. 4.9.

- ① Contacto fijo
- ② Disco de inducción
- ③ Bobina indicadora de operación (ICS)
- ④ Contacto móvil
- ⑤ Perilla de ajuste de tiempo
- ⑥ Reostato de ajuste de frecuencia

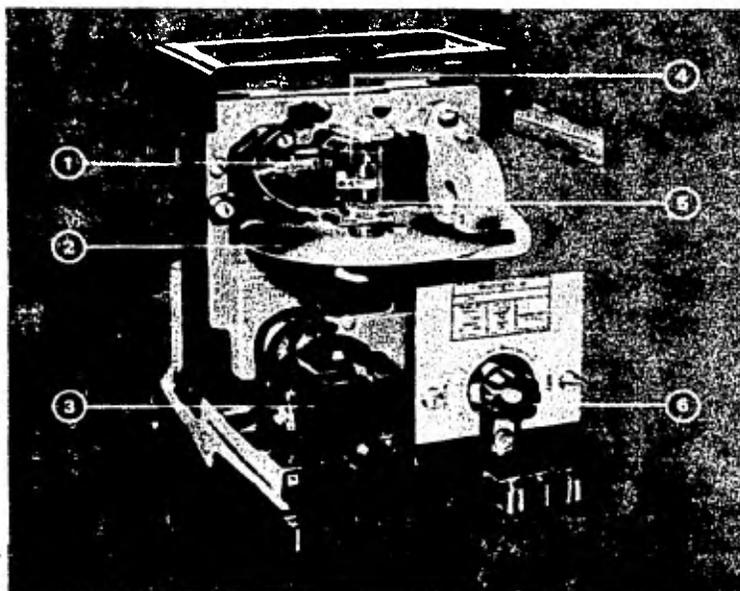


FIG. 4.9 Relevador del tipo disco de inducción.
(Westinghouse CF-1)

4.2 RELEVADOR DE FRECUENCIA DEL TIPO CILINDRO DE INDUCCION.

Consiste de un cilindro metálico con una parte cerrada similar a una copa, el cual gira en un claro de aire entre los polos del electromagneto y el núcleo. El contacto móvil se encuentra en la flecha del cilindro. Fig. 4.10.

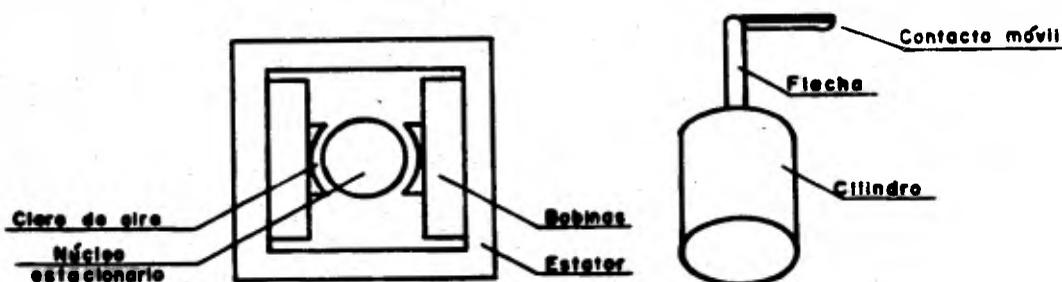


FIG. 4.10 Relevador del tipo Cilindro de inducción

Operación.

El principio de operación del relevador del tipo cilindro de inducción es el mismo que el del tipo disco de inducción: dos flujos de corriente alterna cuyos cambios de fase con la frecuencia producen un par que cierra los contactos cuando la frecuencia está abajo del ajuste. La estructura del relevador es productora de un par más eficiente que la del tipo disco de inducción. Los contactos tienen una separación inicial fija y pueden cerrar rápidamente de 5 a 6 ciclos después de la aplicación del potencial de baja frecuencia.

Un desplazamiento de fase en el suministro de potencial de c.a., producto de un inicio o retiro de falla, puede aparecer al relevador como un cambio súbito en la frecuencia y provocar un cierre incorrecto de contactos. Por esta razón, al menos 6 ciclos de retardo intencional deben ser añadidos al tiempo de operación antes del disparo. Este retardo puede ser obtenido mediante un reloj estático ajustable que tiene el relevador.

Las características de disparo para este tipo de relevadores son como se muestran en la Fig. 4.11 y Fig. 4.12. En las curvas de la Fig. 4.11 el tiempo de operación del relevador está en función de la tasa de variación de la frecuencia. Estas curvas proporcionan los tiempos de operación después de que la frecuencia del sistema ha alcanzado el punto de ajuste del relevador. La curva sólida de la Fig. 4.11 corresponde al relevador CFF12A (General Electric) el cual tiene añadido un tiempo de retardo de 6 ciclos. La curva punteada proporciona los tiempos de operación para un CFF13A (General Electric) el cual no tiene agregado un tiempo de retardo intencional.

En la Fig. 4.12 se muestran otro tipo de curvas características correspondientes al relevador del tipo cilindro de inducción. Este tipo de gráficas es útil para predecir la frecuencia abajo del ajuste a la que se producirá el disparo durante la disminución de frecuencia. La frecuencia continuará disminuyendo después de que se rebasa el ajuste del relevador y durante el tiempo que opera el relevador. En cada una de las curvas de la Fig. 4.12 se señala el tiempo de retardo intencional que se le puede agregar al tiempo de operación del relevador.

Un análisis de la curva para 6 ciclos de retardo con una -

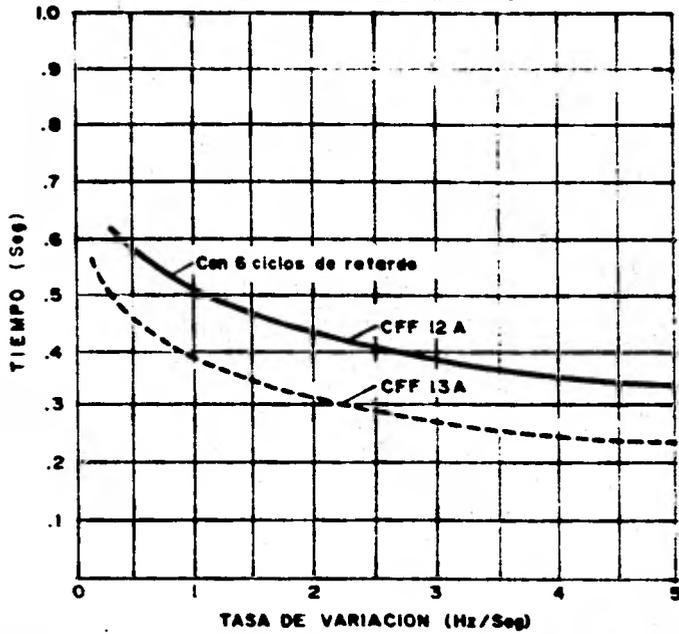


FIG. 4.11 Característica de tasa de variación-tiempo de disparo

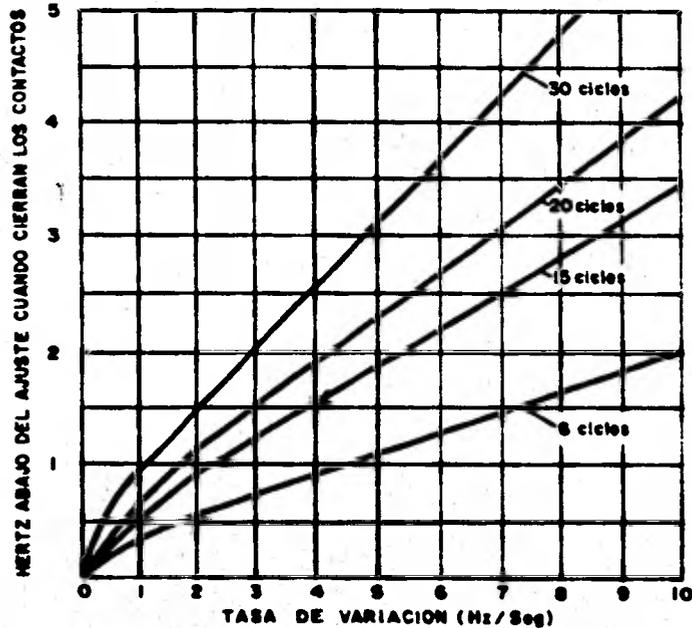


FIG. 4.12 Características de tasa de variación contra hertz abajo de la frecuencia de ajuste.

KFF Westinghouse

disminución de frecuencia de 10 Hz/seg. indica que los -- contactos de disparo cerrarán cuando la frecuencia este - 2 Hz abajo de la frecuencia de ajuste.

El tiempo total de operación será:

$$\frac{2 \text{ Hz}}{10 \text{ Hz}} \times 60 \frac{\text{ciclos}}{\text{seg}} = 12 \text{ ciclos}$$

En otras palabras, el cilindro opera en 6 ciclos, y el con-- tador añade un retardo de 6 ciclos.

El tiempo desde el inicio del disturbio hasta la interrup-- ción; empleando un relevador tipo cilindro de inducción, - puede calcularse como sigue:

Suponiendo que el relevador se aplica a un sistema en el - cual $H = 2$ y se tiene un 31 % de sobrecarga, la tasa ini-- cial de disminución de la frecuencia es 4 Hz/seg. Si el -- tiempo de retardo está ajustado para 10 ciclos, y el rele-- vador dispara un interruptor de 5 ciclos, y el retardo to-- tal efectivo en desconectar la carga es de 15 ciclos. La - Fig. 4.12 indica que si un relevador del tipo cilindro de inducción es ajustado para disparar a 59.0 Hz, la carga -- será desconectada en el punto X, 1.55 Hz abajo de la fre-- cuencia de ajuste ó 57.45 Hz. Por tanto, el tiempo, desde el inicio del disturbio hasta la interrupción es:

$$\frac{60.0 \text{ Hz} - 57.45 \text{ Hz}}{4 \text{ Hz/seg}} = 0.64 \text{ seg.}$$

El tiempo de retardo en la unidad de operación puede ser - seleccionado de uno de los tres tipos disponibles:

- (1) Operación con c.a. no ajustable (6 ciclos)

(2) Operación con c.a. ajustable (6-30 ciclos)

(3) Operación con c.d. ajustable (6-30 ciclos)

Aplicaciones usuales.

El relevador de frecuencia del tipo cilindro de inducción proporciona una alta velocidad de respuesta a condiciones de baja frecuencia durante disturbios en el sistema.

Las aplicaciones usuales del relevador involucran desco---
nexión selectiva de carga del sistema basada en la disminu---
ción de frecuencia. Este tipo de relevadores en compara---
ción con el de tipo de disco de inducción se adapta a esque---
mas de desconexión de carga.

Partes constitutivas del relevador Fig. 4.13.

① Cilindro de inducción

② Bobina indicadora de operación

③ Reactor de ajuste de frecuencia

La frecuencia de disparo puede ser ajustada en un ran---
go de 55 a 59.5 Hz (en un sistema de 60 Hz).

④ Dispositivo electrónico de tiempo

Provee al relevador de un tiempo de retardo para pre---
venir operaciones indeseadas.

⑤ Ajuste de tiempo

⑥ Relevador de teléfono (T)

Es un relevador auxiliar accionado por corriente di---
recta. Este relevador añade un tiempo de retardo ----
de 6 ciclos.

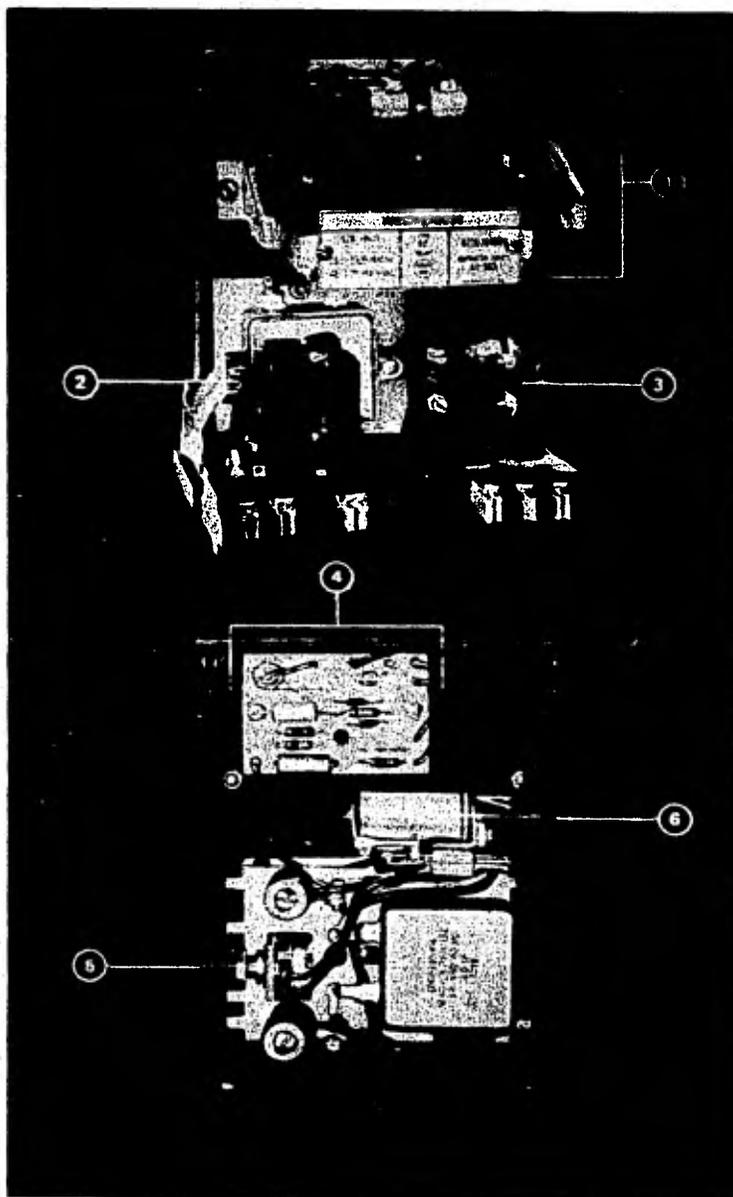


FIG. 4.13 Relevador del tipo cilindro de inducción.
(Westinghouse KF)

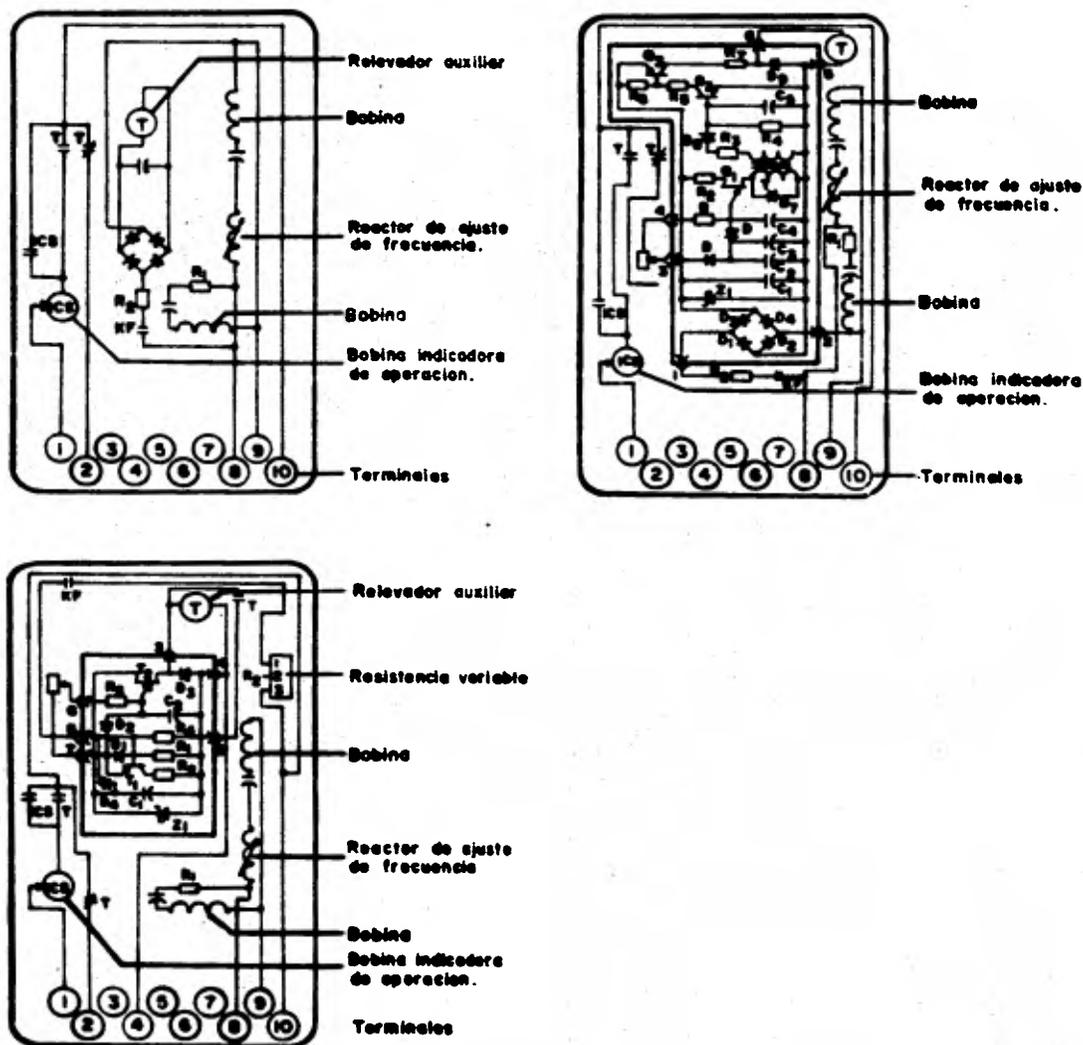


FIG. 4.14 Conexiones internas del relevador del tipo cilindro de inducción.

(Westinghouse KF)

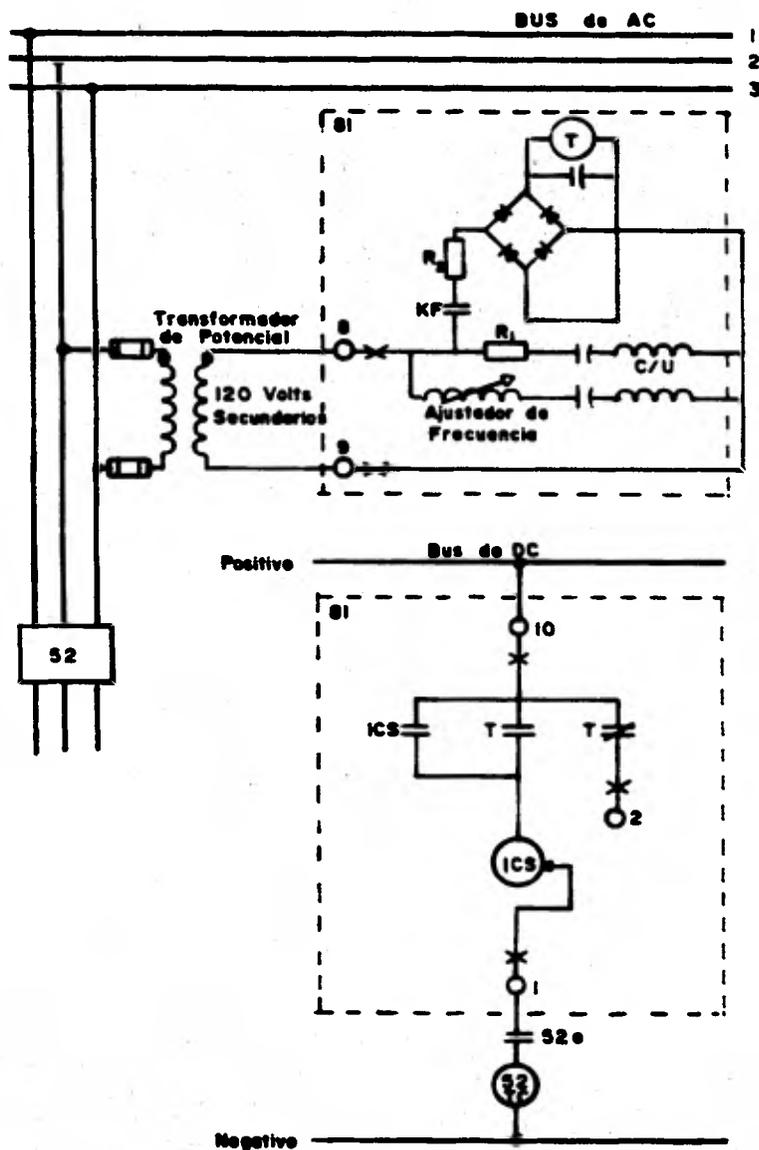


FIG. 4.15 Conexiones Externas del Relé KF, sin retardo de tiempo (120 Volts, 60 Hertz)

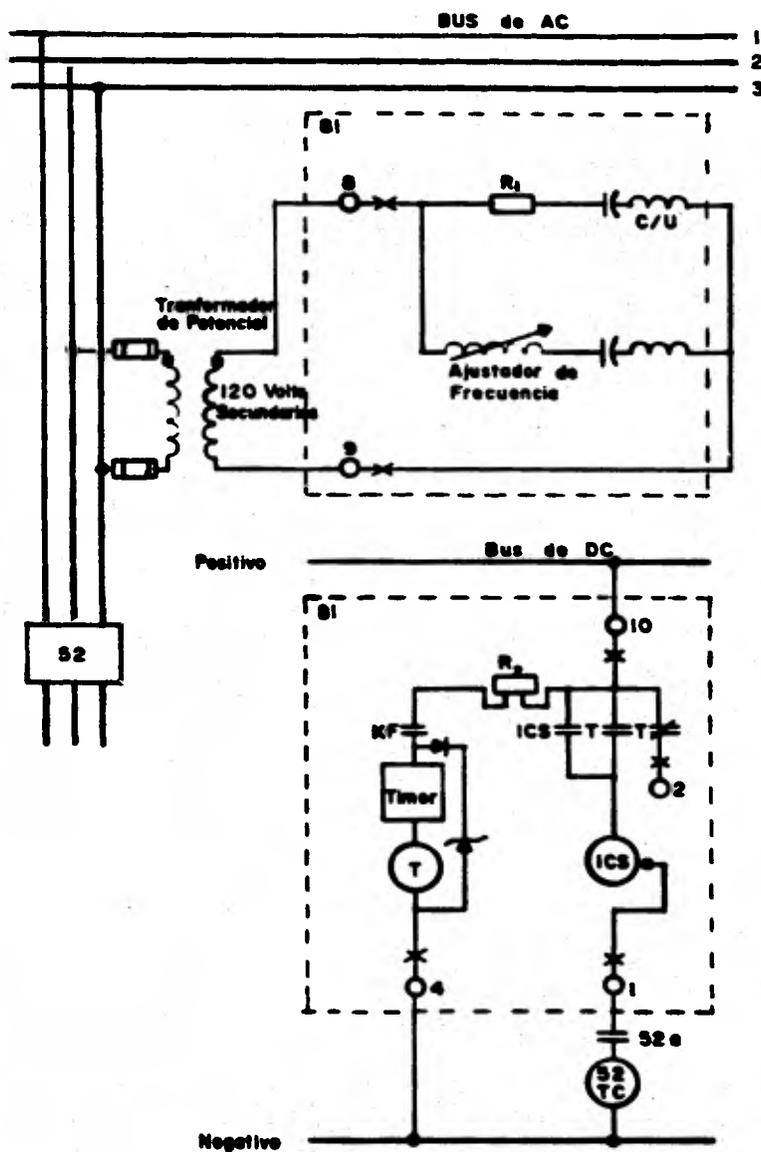


FIG. 4.16 Conexiones Externas del relevador KF, con retardo de tiempo (120 Volts, 60 Hertz)

4.3 RELEVADOR DE FRECUENCIA ESTÁTICO.

Operación.

El relevador estático emplea contador digital como técnica para medir la frecuencia del sistema. Básicamente, este relevador lo constituye un cristal oscilador el cual suministra en forma continua pulsos de 1.96 MHz a un contador binario.

La Fig. 4.17 muestra un diagrama de bloques del funcionamiento del relevador estático. Filtrado el potencial de c.a. se aplica a un detector de cruce de cero, el cual envía un pulso por cada segmento positivo de la onda de c.a. Este pulso define el período de la onda senoidal y se emplea para compararla con los pulsos de 1.96 MHz que se acumulan en un contador de 16 bits. Los pulsos del contador son continuamente borrados para el siguiente ciclo y empieza un nuevo conteo. Para cualquier frecuencia establecida, un número específico de pulsos debe ocurrir durante un período de ciclo.

El ajuste de frecuencia se efectúa en forma digital en el panel que para ese fin tiene el relevador en su parte frontal. El detector de período compara el número formado, correspondiente a la frecuencia de ajuste, con los pulsos del contador de 16 bits. Si el número de pulsos es menor que ese número específico (de ajuste), ello indicará que la frecuencia del sistema está arriba de lo fijado. Por lo contrario, si el número de pulsos es mayor ello indicará que la frecuencia del sistema es menor de la establecida. Por tanto el detector señala al control de disparo que se ha detectado un ciclo a baja frecuencia. El control de disparo produce una señal de salida hasta que se han detecta-

do tres ciclos consecutivos a baja frecuencia. La señal -- producida es enviada a un circuito de retardo de tiempo el cual la envía al disparo de salida y a su vez a un relevador auxiliar (TR) que completa el circuito de disparo del interruptor.

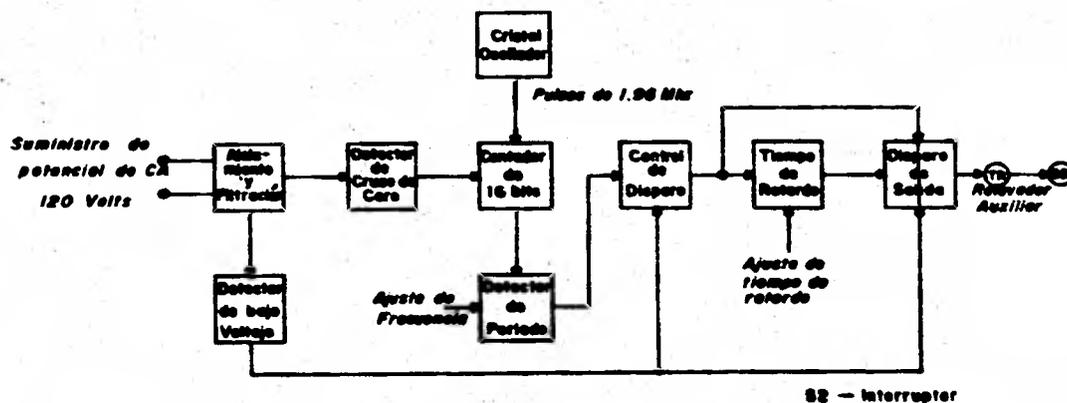


FIG. 4.17 Diagrama de bloques del relevador de frecuencia estática.

El tiempo mínimo de operación del relevador es de 4 ciclos, incluyendo un ciclo que emplea el relevador auxiliar. El tiempo de retardo es ajustable desde 2 a 99 ciclos (33.3 ms a 1.65 seg.) con incrementos de un ciclo.

Las características de disparo del relevador estático se muestran en la Fig. 4.18. El parámetro "ciclos de retardo" en cada curva corresponde al ajuste de tiempo intencional

de retardo efectuado en el panel frontal del relevador. -- Estas curvas, sin embargo, muestran el tiempo total de operación del relevador, el cual es aproximadamente 2 ciclos mayor que el del ajuste, otra vez, el tiempo de retardo externo debe sumarse al del ajuste para determinar el tiempo o frecuencia que se tendrá cuando la carga sea desconectada. La parte inferior de la Fig. 4.18 indica el porcentaje de sobrecarga para una tasa inicial de disminución de la -

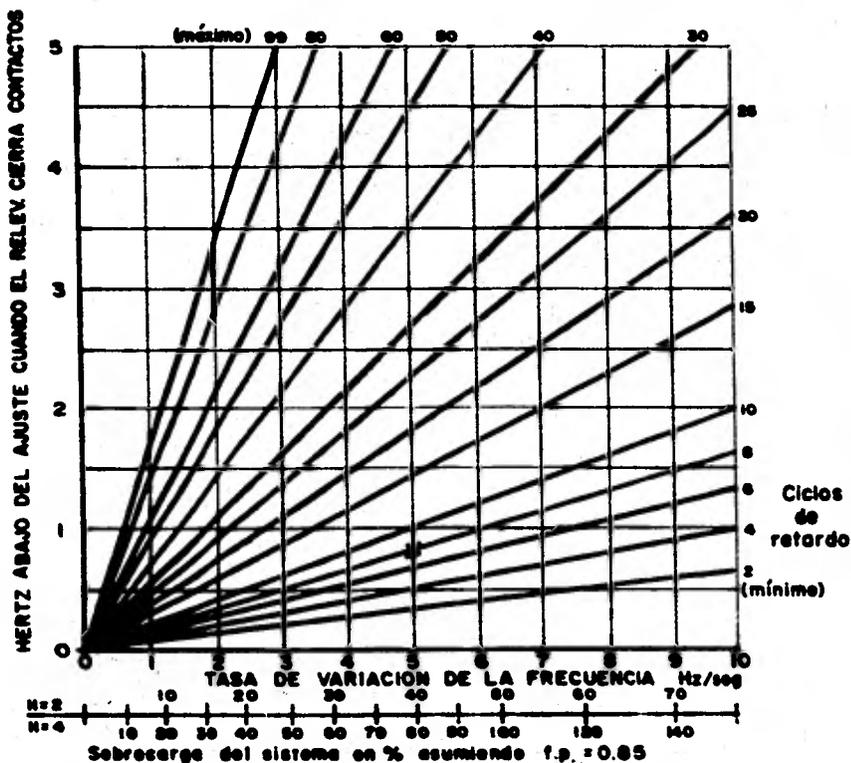


FIG. 4.18 Características del relevador estático.

frecuencia, basada en la ecuación (3-19) con un intervalo de frecuencia de 60 - 58 Hz y factor de potencia de 0.85.

El tiempo total desde la iniciación de un disturbio hasta la desconexión de carga empleando un relevador estático, se calcula como sigue. Asumiendo que el relevador se emplea en un sistema en el cual $H = 2$, f.p. = 0.85 y 38.5 - por ciento de sobrecarga. La tasa inicial de disminución de la frecuencia es 5 Hz/s (Fig. 4.18). Si el relevador se ajusta con un retardo intencional de 3 ciclos para la desconexión de carga, el retardo será de 8 ciclos. Con un ajuste de frecuencia de 59.5 Hz en el relevador y un retardo de 8 ciclos, la Fig. 4.18, indica que la carga será desconectada 0.83 Hz abajo de la frecuencia de ajuste, ó 58.67 Hz. Ya que el relevador tiene un tiempo de operación de 2 ciclos que sumado al tiempo de retardo se obtienen - 10 ciclos (0.17 seg.). El tiempo total desde el inicio del disturbio hasta la desconexión de carga es:

$$\frac{60 \text{ Hz} - 58.67 \text{ Hz}}{5 \text{ Hz/s}} = 0.27 \text{ seg.}$$

Aplicaciones usuales.

Al igual que los dos tipos de relevadores vistos anteriormente, el relevador de frecuencia estático es empleado en esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia, las ventajas de este tipo de relevadores presenta con respecto a los anteriores son las siguientes: los ajustes de frecuencia que pueden obtenerse van desde 54.00 a 60.00 Hz en incrementos de 0.05 Hz con una exactitud de ± 0.005 Hz, y también se pueden obtener ajustes de frecuencia en incrementos de menos de 0.05 Hz para aplicaciones no usuales.

Partes constitutivas del relevador Fig. 4.19.

- ① Transformador de aislamiento
- ② Modulo que contiene:
Detector de cruce de cero y detector de bajo voltaje
- ③ Contador principal
Proporciona pulsos de 1.96 MHz.
- ④ Contador binario de 16 bits
- ⑤ Modulo que contiene:
Circuito de control de disparó y contador auxiliar --
ajustable
- ⑥ Modulo de suministro de voltaje
- ⑦ Panel de ajuste de frecuencia y tiempo de retardo
- ⑧ Relevador de disparo
Es un relevador auxiliar que al recibir la señal apro_
piada cierra sus contactos
- ⑨ Bobina indicadora de operación

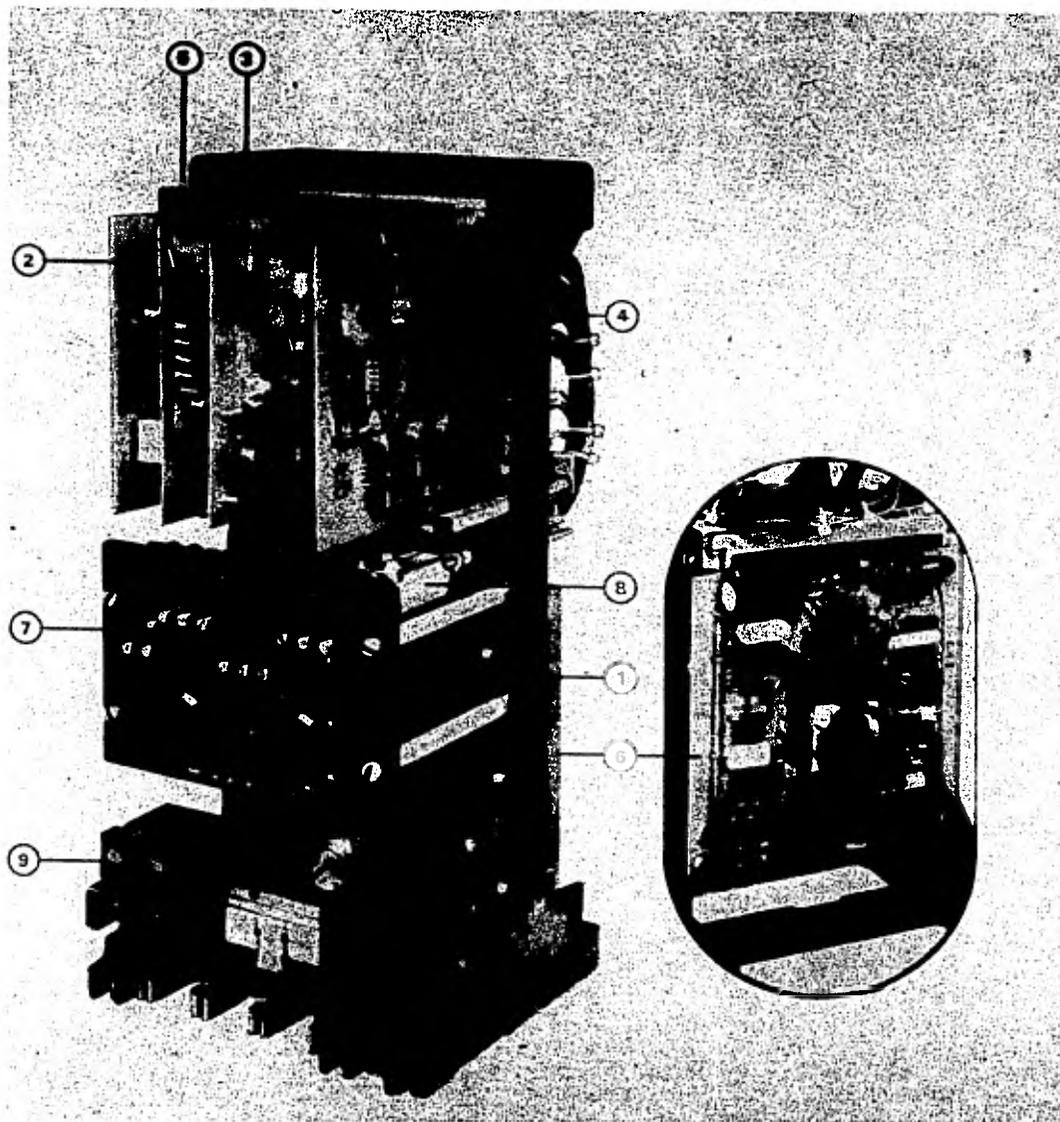


FIG. 4.19 Relevador de frecuencia estático.
(Westinghouse SDF-1)

CAPITULO 5

DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA.

Cuando en el sistema ocurren incrementos graduales de carga ó súbitas pero ligeras sobrecargas, los reguladores de las unidades generadoras registran los cambios de velocidad e incrementan la potencia de entrada al generador. La carga extra es entonces suministrada por la reserva rodante (la capacidad no usada de los generadores sincronizados al sistema). Pero, si todos los generadores están operando a su máxima capacidad, la reserva rodante es nula y el sistema es incapaz de soportar sobrecargas sin verse afectada la frecuencia.

Para detener las variaciones de frecuencia que suceden después de una severa sobrecarga, es necesario desconectar intencional y automáticamente una porción de carga igual o mayor que la sobrecarga. Para cumplir este objetivo se debe implementar un programa de desconexión de carga que reconozca rápidamente una deficiencia de generación determine exactamente el grado de sobrecarga y entonces desconecte solamente la carga necesaria para restaurar la frecuencia del sistema a la normal. En la realidad esto es difícil de lograr ya que, considerando la naturaleza oscilatoria de la reducción de frecuencia ésta tenderá a introducir un cierto grado de incertidumbre en la operación de los relevadores de frecuencia y por lo tanto en la cantidad de carga desconectada. Más aún, puede ser inevitable que más carga de la necesaria sea cortada en algún lugar del sistema, por lo que un programa de desconexión de carga debe ir acompañado de estudios de estabilidad para determinar puntos de pronunciadas oscilaciones y severas deficiencias de generación.

El objetivo de la desconexión de carga es lograr un balan-

ce entre generación y carga cuando ocurre un disturbio de considerable magnitud. En general cargas no críticas, ---- usualmente residenciales, pueden ser interrumpidas por un corto periodo, minimizando el impacto del disturbio en el servicio.

Para implementar un programa de desconexión de carga por - baja frecuencia es necesario seleccionar el máximo nivel - de sobrecarga a proteger y a qué valor se debe establecer la frecuencia del sistema, con el objeto de determinar la mínima carga a desconectar.

Resuelto lo anterior, lo siguiente es seleccionar el número de pasos y magnitud de carga a desconectar en cada uno.

5.1 FORMULACION DE UN ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA.

En los siguientes incisos se analizará con más detalle los procedimientos y criterios que se siguen en el presente estudio para la formulación de un programa de desconexión de carga, el cual incluye:

- 1.- Máxima sobrecarga a proteger.
- 2.- Mínima carga a desconectar.
- 3.- Número y magnitud de los pasos de desconexión.
- 4.- Ajustes de frecuencia:
 - a) Inicio de la desconexión.
 - b) Procedimiento de ajuste de relevadores.
 - c) Criterios de optimización.
- 5.- Localización de los relevadores de baja frecuencia.

1. MAXIMA SOBRECARGA A PROTEGER.

Los programas de desconexión de carga por baja frecuencia, generalmente se diseñan para proteger la condición de máxima sobrecarga. Esta se determina con base en estudios estadísticos sobre las pérdidas posibles de capacidad de generación que se tengan en las diversas áreas del sistema.

Los grandes sistemas interconectados, presentan la dificultad de seleccionar el máximo nivel de sobrecarga debido a la imposibilidad de definir cuándo un área se va a separar del sistema interconectado y que deficiencia existirá en esa área. Los estudios de estabilidad pueden ayudar a identificar áreas probables de separación, mediante un análisis cuantitativo de la potencia que actualmente estén suministrando las diferentes áreas del sistema y determinando en cuál de ellas la potencia está próxima al límite de estabilidad. Aquella área que se encuentre más cercana a este límite será la que tenga una mayor probabilidad de sufrir un desbalance entre generación y carga, entonces se podrá determinar los niveles de sobrecarga correspondientes a cada una de las áreas afectadas.

Los relevadores de baja frecuencia deben ser capaces de -- desconectar una carga mayor o igual a la máxima sobrecarga prevista. Desde luego, no hay razón para limitar la desconexión a cualquier porcentaje de carga. En casos extremos es preferible desconectar el 100 % de carga, preservando -- las interconexiones y manteniendo las unidades generadoras sincronizadas, que permitir el colapso del sistema con los consumidores aún conectados. Por tal motivo es necesario -- evaluar la probabilidad de que ocurra una sobrecarga de -- considerable severidad.

Para la obtención de la máxima sobrecarga a proteger los - datos estadísticos tomados del sistema en un cierto periodo de tiempo deben proveer el valor de las sobrecargas que se pueden tener en diversas horas del día bajo diferentes pérdidas de generación. Estas sobrecargas se cuantifican y se agrupan en forma discreta de acuerdo a una marca de clase; para cada marca de clase se determina la frecuencia absoluta, la frecuencia relativa y la acumulada, esto permite obtener la probabilidad de ocurrencia de cualquier sobrecarga.

El criterio que se emplea en el presente trabajo, para seleccionar la máxima sobrecarga a proteger es el siguiente: la menor sobrecarga en la que se cubra un alto porcentaje de casos de deficiencias de generación, y cuya probabilidad de ocurrencia sea mínima, es la máxima sobrecarga a proteger.

2. MINIMA CARGA A DESCONECTAR.

La ecuación que relaciona la carga a desconectar en función de la sobrecarga inicial se deduce de la siguiente manera:

El diagrama de bloques que establece el balance de energías entre generación y carga para cualquier condición de frecuencia del sistema es como se muestra en la Fig. 5.1.

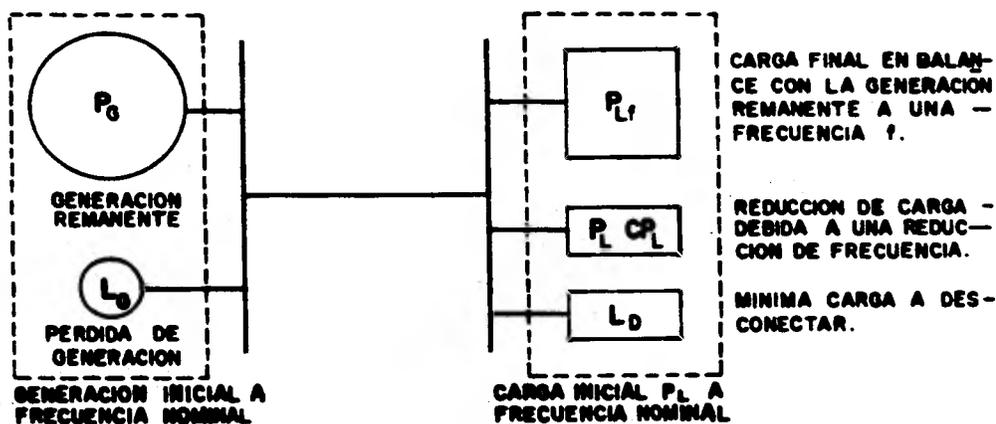


FIG. 5.1 Balance Generación—Carga para una pérdida de generación.

A frecuencia nominal se cumple la siguiente condición

$$P_G + L_G = P_L \quad (5-1)$$

a frecuencia final de establecimiento f se cumple el balance

$$P_G = P_{Lf} \quad (5-2)$$

del diagrama de bloques la pérdida de generación se tiene que compensar mediante la reducción de carga debida al --

amortiguamiento y a la desconexión de carga

$$L_G = L_D + P_L \cdot CP_L$$

6

$$L_D = \frac{L_G - P_L \cdot CP_L}{P_L - P_L \cdot CP_L} \quad \text{p.u.} \quad (5-3)$$

La pérdida de generación en 0/1 de la generación inicial es

$$L_G = \frac{P_L - P_G}{P_G + L_G} = \frac{P_L - P_G}{P_L} \quad \text{p.u.}$$

en función de la sobrecarga OL (Ec. (3-1) Cap. 3)

$$L_G = OL \frac{P_G}{P_L}$$

pero

$$P_G = \frac{P_L}{1 + OL}$$

entonces

$$L_G = \frac{OL}{1 + OL} \quad \text{p.u.} \quad (5-4)$$

De la ecuación (3-9) del Capítulo 3.

$$d = \frac{CP_L}{C_f}$$

por lo que $CP_L = d \cdot C_f$

Si la frecuencia nominal es de 60 Hz el cambio en la frecuencia en p.u. se expresa como:

$$CP_L = d \left(\frac{60 - f}{60} \right) = d \left(1 - \frac{f}{60} \right) \quad (5-5)$$

Sustituyendo (5-4) y (5-5) en (5-3) y considerando a -----
 $P_L = 1$ p.u.

$$L_D = \frac{\frac{OL}{1 + OL} - d \left(1 - \frac{f}{60} \right)}{1 - d \left(1 - \frac{f}{60} \right)} \text{ p.u.} \quad (5-6)$$

Que es la ecuación de la mínima carga a desconectar. La -- Fig. 5.2 muestra los requerimientos de desconexión de carga para tener una frecuencia de establecimiento f de 60, - 59, 58 y 57 Hz, con una $d = 2$ y $H = 4$. La Fig. 5.3 muestra la cantidad de carga a desconectar para que la frecuencia se establezca a 58 Hz para diferentes valores de d .

La cantidad de carga desconectada deberá ser suficiente -- para restaurar la frecuencia a la normal. Sin embargo, no es necesario que se establezca exactamente a 60 Hz, ya que si es restaurada arriba de la frecuencia límite de operación continua (58.8 Hz TABLA VI Cap. 2) la generación remanente del sistema a través de la acción del regulador de - velocidad levantará la frecuencia a la normal.

Si la generación no tiene capacidad para levantar la fre-- cuencia al continuo permisible no será perjudicial si el - operador del sistema tiene tiempo suficiente para desconec tar carga adicional o incrementar la generación (unidades pico) en forma manual.

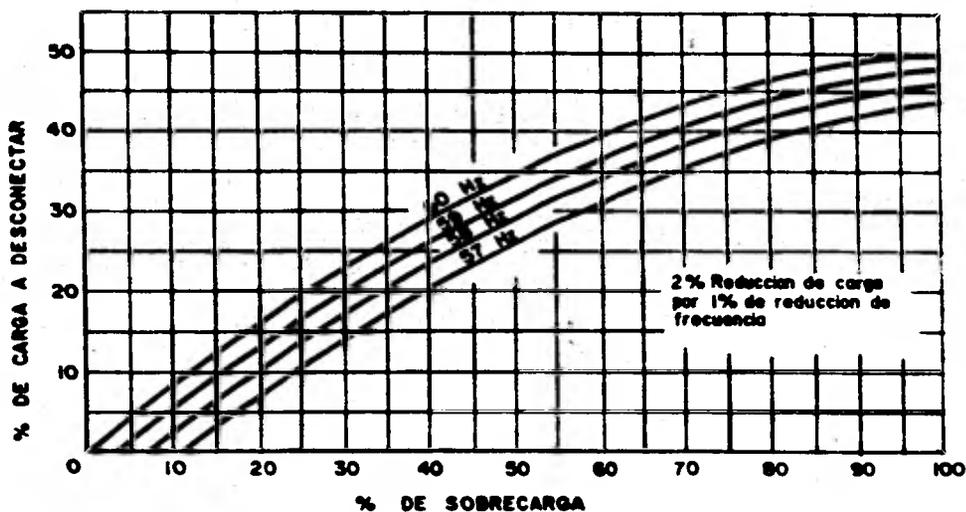


FIG. 5.2 Requerimientos de desconexión de carga para diversas — frecuencias de establecimiento.

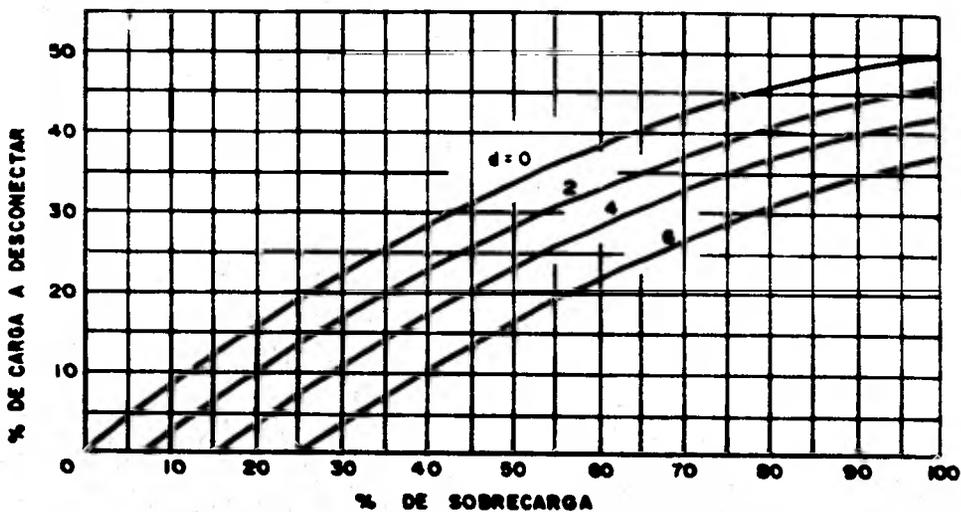


FIG. 5.3 Requerimientos de desconexión de carga para una frecuencia de establecimiento a 50 Hz.

3. NUMERO Y MAGNITUD DE LOS PASOS DE DESCONEXION.

El esquema más simple de desconexión de carga, es aquél en el cual un determinado porcentaje de carga se desconecta - cuando un grupo de relevadores registran una disminución - de frecuencia. Un refinamiento de lo anterior, es emplear dos grupos de relevadores, uno operando a menor frecuencia que el otro, cada uno desconectando una porción de la carga total a tirar.

Los programas de desconexión de carga, son generalmente -- diseñados para desconectar la carga por etapas, o por pasos, con el objeto de reducir la posibilidad de exceder la desconexión durante ligeras sobrecargas.

El caso ideal, es aquél en el cual el número de pasos puede incrementarse sin límite. Con una gran cantidad de pasos, la carga puede desconectarse en pequeños incrementos, hasta que la frecuencia se establezca en un valor permisible, con ésto se asegura el no tener excesos de desconexión.

Bajo este panorama, es cierto que la carga desconectada -- en exceso es casi nula, pero tiene la objeción de que dificulta enormemente el proceso de coordinación de los relevadores. La experiencia ha demostrado que para la mayoría de los sistemas, se requieren de 3 a 6 pasos para proporcionar la mejor correlación entre la cantidad de carga desconectada y la mínima cantidad que se requiere desconectar. Por tal motivo diversas compañías suministradoras de energía eléctrica emplean entre 3 y 6 pasos de desconexión. -- También el porcentaje de carga desconectada en el primer paso debe ser menor que el porcentaje de carga desconectada en los siguientes pasos.

La carga desconectada en cada paso, se distribuye en un -- número suficiente de puntos alrededor del sistema o del -- sistema interconectado para no concentrar los efectos de - la suspensión del servicio en una sólo área, además ayuda a minimizar las oscilaciones indeseables de flujos de potencia, las cuales pueden causar interrupciones de importantes líneas de transmisión y/o líneas de interconexión.

El número de pasos y la magnitud de carga desconectada en cada uno, están íntimamente ligados, ya que si uno de ---- ellos aumenta, el otro tendrá que reducirse necesariamente para cubrir los requerimientos de desconexión de carga.

La magnitud de carga a desconectar en cada paso, no es particularmente crítica, pero debe estar acorde con la máxima sobrecarga a proteger, el punto más importante a considerar es el exceso de desconexión de carga.

La Fig. 5.4 muestra el exceso de carga desconectada como - una función de la deficiencia de generación para un esquema de 2 y 6 pasos comparados con el caso ideal.

Nótese que el exceso de carga desconectada es significativamente reducida cuando el número de pasos se incrementa - de 2 a 6.

La reducción del exceso de carga desconectada no sólo beneficia a los consumidores, sino que reduce la súbita recuperación de la frecuencia.

En resumen, se requiere un procedimiento de prueba y error para determinar la mejor combinación del número y magnitud de carga a desconectar por paso, para lograr una coordinación óptima en los ajustes de los relevadores, reduciendo en lo posible la cantidad de carga desconectada en exceso en cada paso.

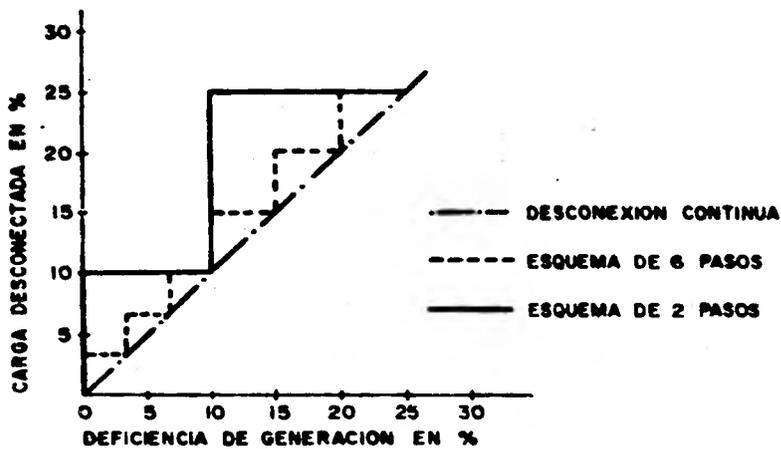


FIG. 5.4 Exceso de carga desconectada (2 y 6 pasos)

4. AJUSTES DE FRECUENCIA.

a) Inicio de la desconexión de carga.

La frecuencia a la cual se debe desconectar la carga en cada paso, depende de varios factores tales como: rango de frecuencia dentro del cual el sistema opera normalmente, la velocidad de operación y exactitud del relevador, así como el número de pasos determinado.

La frecuencia del primer paso debe estar justo abajo de la banda de operación normal del sistema, y la magnitud de la carga a desconectar relacionada con la potencia del generador de mayor capacidad.

En grandes sistemas interconectados, las desviaciones de frecuencia de más de 0.2 ó 0.3 Hz usualmente indican fuertes disturbios, por lo que, la desconexión de carga debe ser iniciada a un mayor nivel de frecuencia. En estos casos los relevadores de estado sólido pueden ser ajustados de 59.6 a 59.8 Hz para disparar a la primera indicación de baja frecuencia.

Los relevadores de estado sólido pueden ajustarse a 0.05 Hz por debajo de la banda de operación normal mientras que los electromecánicos de 0.1 a 0.2 Hz abajo de dicha banda.

Cualquiera que sea el relevador usado, la frecuencia debe ser seleccionada para evitar que se desconecte carga bajo disturbios donde el sistema pueda recuperarse por sí sólo mediante la acción de la reserva rodante. Si las sobrecargas son ligeras y apenas sobrepasan la capacidad de la reserva rodante, la frecuencia se reducirá hasta establecerse en algún valor dentro de la banda del continuo permisible.

Si tal reducción causa que la carga del primer paso sea -- desconectada, la frecuencia pudiera experimentar un súbito levantamiento y aún podría llegar a establecerse a un valor mayor a 60 Hz.

El ajuste de frecuencia en los pasos sucesivos, dependerá de la rapidez del relevador y de los interruptores empleados para desconectar la carga. Es necesario considerar un tiempo de retardo mínimo entre cada paso sucesivo para --- coordinar convenientemente los ajustes, este tiempo de re-- tardo tiene tres finalidades: primero, la de dejar trans-- currir un tiempo mínimo a partir del instante en que el -- paso anterior desconectó su carga, para tomar en cuenta -- las oscilaciones de frecuencia siguientes a la desconexión. Esto se hace para evitar que el siguiente paso desconecte su carga cuando la recuperación de la frecuencia sea inminente. Segundo, para tener en cuenta el tiempo que tomará la desconexión física de la carga, el cual consta de tres partes, el tiempo de retardo interno de operación del rele_vador, el tiempo que tarda el interruptor en operar y cual_quier otro tiempo de retardo adicional ya sea intencional o de otro dispositivo auxiliar. Tercero, para mejorar las características de recuperación de la frecuencia, como se muestra en la Fig. 5.5.

Debido a que, en el período de deficiencia de generación, - la frecuencia disminuye a una cierta tasa, ésta continuará disminuyendo hasta que el interruptor desconecte realmente su carga. Por lo tanto la carga no será desconectada en la frecuencia de ajuste del relevador sino a un valor menor.

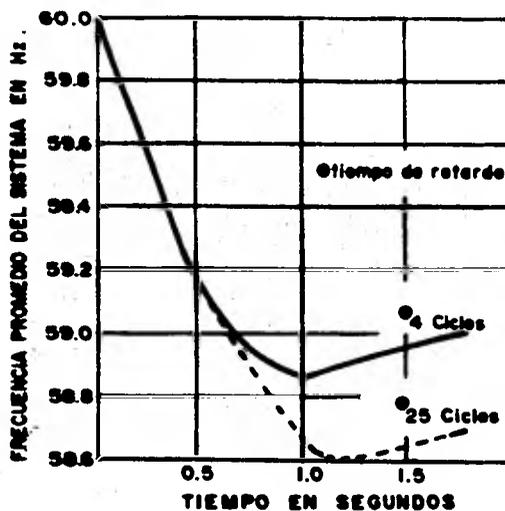


FIG. 5.5 Influencia del tiempo de retardo en el comportamiento del sistema.

La reducción adicional de frecuencia abajo del ajuste debe ser conocida para coordinar los ajustes de los pasos sucesivos, por lo que tiene que calcularse para cada uno de éstos, dado que la tasa de disminución de frecuencia no es constante, debido al factor de amortiguamiento de carga "d".

b) Procedimiento para encontrar los ajustes de los relevadores.

La determinación del ajuste de relevadores para programas de desconexión de carga es esencialmente un procedimiento de prueba y error.

El propósito de este procedimiento es determinar la mejor combinación del número y magnitud de los pasos de desconexión y sus correspondientes ajustes de relevadores, los -- cuales desconectarán la carga necesaria dentro de los límites de frecuencia especificados para condiciones de máxima sobrecarga y también desconectará una cantidad mínima de - carga para condiciones no severas.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

- 10.- Seleccionar el primer grupo de prueba de ajustes de - frecuencia de los relevadores. Una buena aproximación inicial es determinar los ajustes dentro del rango de frecuencias entre continua permisible y la de establecimiento final para la máxima sobrecarga, en la misma proporción que existe entre la carga a desconectar -- por paso y la carga total a desconectar. Ejemplo:

Carga total a desconectar $L_D = 45 \%$

Frecuencia continua permisible = 59.5 Hz

Frecuencia de establecimiento final = 57.0 Hz

P A S O	1	2	3	4
AJUSTE DE FRECUENCIA	59.5	59.2	58.6	57.8
CARGA A DESCONECTAR	5	10	15	15

20.- Revisar la coordinación entre ajustes de relevadores. La frecuencia a la cual cada paso desconectará su --- correspondiente bloque de carga depende de la rapidez de variación de frecuencia del sistema, en la velocidad de operación y exactitud de los relevadores.

Para revisar esa coordinación primero es necesario -- calcular la frecuencia a la cual la carga será desconectada en el primer paso utilizando las curvas del - relevador o en su defecto considerando un tiempo de - retardo constante. La rapidez de variación de frecuen- cia del sistema deberá ser calculada para la máxima - sobrecarga a proteger.

Se revisa la frecuencia de ajuste del segundo paso -- confirmando que la frecuencia a la que se efectúa la desconexión del primero esté justamente por encima de la frecuencia de ajuste del segundo paso permitiendo un margen que toleraría un desvío de frecuencia para ambos conjuntos de relevadores.

Otra vez, permitiendo un margen de tolerancia, compro- bar que la frecuencia de ajuste del tercer paso esté por debajo de la frecuencia a la cual se efectúa la - desconexión del segundo grupo de relevadores.

Repetir los cálculos hasta revisar los ajustes para - todos los pasos. En caso de que en algún paso no exis- ta coordinación, se deben seleccionar nuevos ajustes de relevadores.

30.- Determinar la frecuencia más baja del sistema después de que el último bloque de carga haya sido desconecta- do. Este valor no debe exceder del límite de opera--- ción de frecuencia del sistema.

Si la frecuencia más baja calculada está muy por encima de la de establecimiento el margen entre pasos deberá incrementarse para minimizar la posibilidad de interrupciones innecesarias de carga.

Si la frecuencia mínima permisible es excedida por algún caso crítico de sobrecarga, uno o más de los siguientes remedios deberán aplicarse:

- Reducción del tiempo de retardo intencional.
- Emplear en el primer paso un ajuste de frecuencia - tan alto como sea posible.
- Usar relevadores de baja frecuencia rápidos.
- Usar relevadores más exactos para reducir el margen de coordinación entre pasos.
- Incrementar la proporción de carga a desconectar en cada paso.
- Reducir el número de pasos.

40.- Repetir los puntos del 10. al 30. con una nueva serie de ajustes de relevadores. Los cálculos de la primera prueba indicarán si y cómo puede obtenerse la implementación de los ajustes.

Un indicador muy útil para la obtención de los ajustes es el área entre la curva de pasos de desconexión y la curva de la mínima carga que deberá ser desconectada. Este indicador se estudiará en la siguiente sección.

c) Criterios de optimización.

Un criterio que puede ser empleado para optimizar los ajustes es el área entre la curva de pasos de desconexión y la curva de la mínima carga que debe desconectarse para que -

el sistema se establezca a una frecuencia f (Fig. 5.2 ó -- 5.3). La mínima área que se obtenga con los relevadores -- coordinados dará la mejor combinación de ajustes para desconectar el mínimo de carga aún con pequeños valores de -- sobrecargas. El área bajo la curva de pasos de desconexión se calcula fácilmente. El área bajo la curva de la mínima carga a desconectar se obtiene de la siguiente manera:

De la ecuación (5-6) para $L_D = 0$ (Desconexión nula) se obtiene una frecuencia de establecimiento para esta condición de:

$$f_D = 60 \frac{1 + \frac{d-1}{d} OL_f}{1 + OL_f} \quad (5-7)$$

Despejando OL_f de la ecuación anterior

$$OL_f = \frac{d(1 - \frac{f}{60})}{1 - d(1 - \frac{f}{60})} \quad (5-8)$$

donde OL_f , es la sobrecarga inicial que daría como resultado una frecuencia final f_D , si no se desconectara carga.

Sustituyendo la ecuación (5-8) en (5-6)

$$L_D = \frac{OL + OL_f}{1 + OL} \quad (5-9)$$

La ecuación anterior es la expresión que define la mínima carga que debe desconectarse para que la frecuencia se establezca a un valor final especificado.

El área bajo la curva es:

$$\text{Area} = \int_{OL_f}^{OL_M} L_D d(OL) = \int_{OL_f}^{OL_M} \frac{OL - OL_f}{1 + OL} d(OL)$$

donde OL_m es la sobrecarga máxima a la que se protegerá al sistema.

Resolviendo la integral:

$$\text{Area} = OL_m - OL_f - \left(\ln \frac{1 + OL_m}{1 + OL_f} + OL_f \cdot \ln \frac{1 + OL_m}{1 + OL_f} \right) \quad (5-10)$$

La Fig. 5.6 ilustra un programa de desconexión de 4 pasos diseñado para proteger un 100 % de sobrecarga y frecuencia de establecimiento a 57 Hz. Los resultados están basados en cálculos efectuados en el Apéndice II.

En la Fig. 5.7 se comparan programas de 2, 3 y 4 pasos de desconexión, los ajustes de relevadores se muestran para la mejor combinación. Se observa que los ajustes de los relevadores son posibles con pocos pasos, pero gran cantidad de carga es desconectada en exceso para pequeñas sobrecargas iniciales. La proporción de áreas bajo el programa 2 y 3 pasos comparado para el de 4 pasos es de 1.32 y 1.12 respectivamente.

La Fig. 5.8 ilustra un programa de 4 pasos diseñado para un sistema con una constante $H = 4$ y $d = 2$ y cómo operaría si la d fuera igual a 4 en lugar de 2. Muestra que más carga de la necesaria sería desconectada e indica la importancia de conocer "d" cuando se desarrolla un programa de desconexión de carga. Por comparación, también muestra la mejor combinación de ajustes de relevadores y carga a desconectar por paso cuando se diseña para $d = 4$.

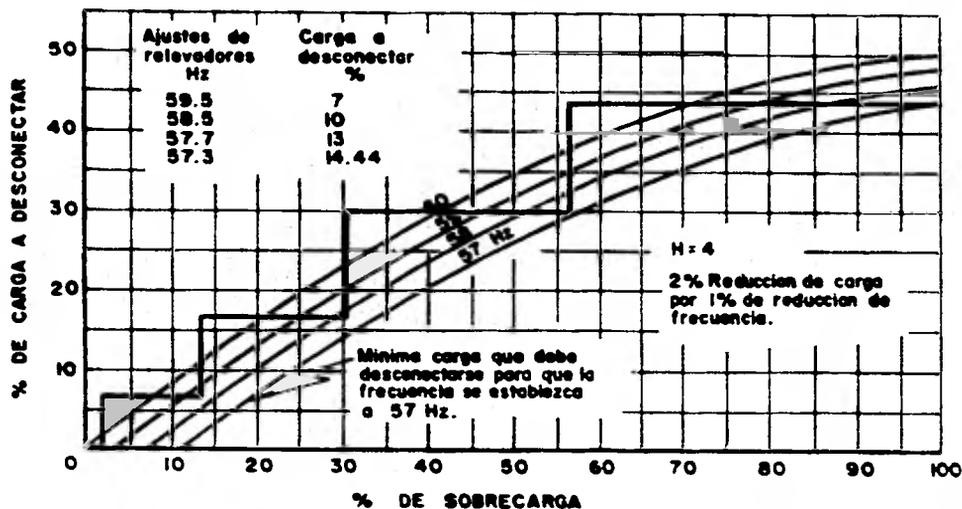


FIG. 5.6 Programa de desconexión a 4 pasos y 100% de sobrecarga.

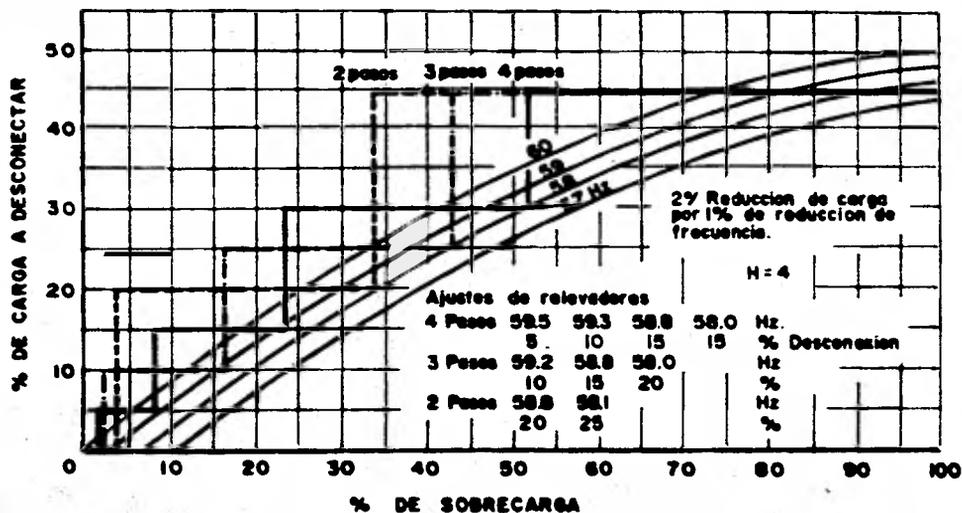


FIG. 5.7 Comparacion de 2, 3 y 4 pasos para proteger un 100% de sobrecarga.

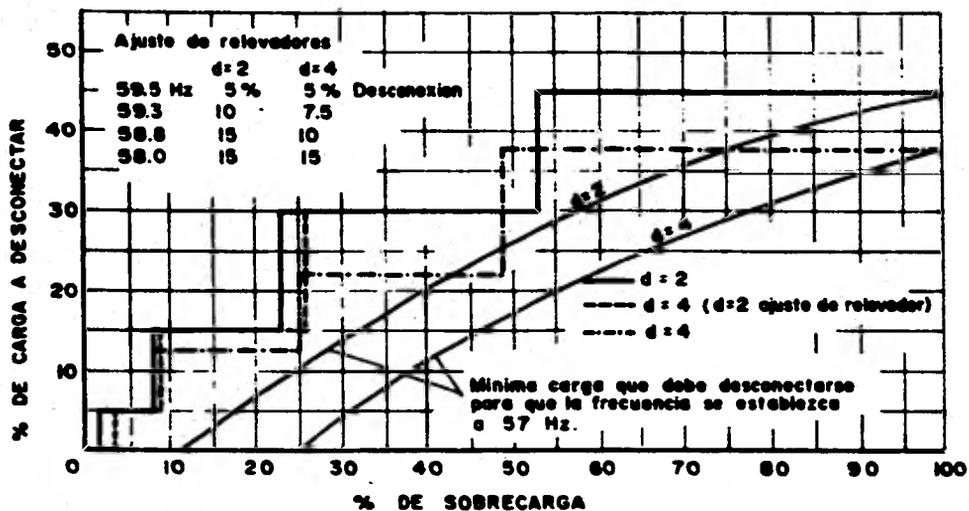


FIG. 5.8 Programa de desconexión de carga a 4 pasos para proteger un 100% de sobrecarga con $d=2$ y $d=4$ y muestra el comportamiento con $d=2$ en un sistema con $d=4$.

5. LOCALIZACION DE LOS RELEVADORES DE BAJA FRECUENCIA.

En grandes sistemas, los relevadores para desconexión de carga deben extenderse por todo el sistema para evitar --- grandes flujos de potencia y separaciones indeseables. La desconexión de carga en áreas concentradas del sistema, -- por ejemplo, pueden provocar flujos de potencia en las líneas del área donde fue desconectada hacia áreas de exceso de carga.

Las pérdidas concentradas de generación en ciertas áreas - del sistema también provocan dispersión en la frecuencia; - ésto es, la frecuencia en áreas sobrecargadas caerá más -- rápidamente que en las demás. La diferencia de frecuencias, naturalmente, produce un rápido incremento en los ángulos de par en las líneas de transmisión, lo cual puede causar que el sistema pierda el sincronismo. Afortunadamente, los relevadores localizados en el área de mayor reducción de - frecuencia, son los primeros en disparar. Esta acción, ayu da a la recuperación del sistema a una frecuencia uniforme y evita la pérdida de sincronismo. Por tal razón, es ----- también importante, asignar alguna capacidad de carga ex-- tra para desconexión en cualquier porción del sistema las cuales deben estar disponibles para sobrecargas concentra-- das.

Finalmente, deben establecerse prioridades en la carga a - desconectar. La naturaleza de éstas puede controlarse por alimentadores a nivel de distribución. Lo anterior implica que los relevadores estarán instalados en varias subesta-- ciones de distribución y controlarán relativamente pequeños bloques de carga.

5.2 APLICACION DEL ALGORITMO DE DESCONEXION DE CARGA A - UN CASO PARTICULAR.

(Interconectado Norte + Interconectado Sur)

En los capítulos anteriores del presente trabajo se analizaron los distintos factores que intervienen en la formulación de un esquema de desconexión de carga por baja frecuencia y en la sección 5.1 de este capítulo se definieron los criterios para la obtención de los ajustes de los relevadores de baja frecuencia.

En esta sección se estudiará la forma de aplicar el algoritmo obtenido a un caso particular. El sistema que se -- seleccionó fue el interconectado norte + el interconectado sur, pertenecientes ambos al sistema eléctrico nacional.

PARAMETROS DEL SISTEMA.

Constante de inercia.

En la tabla IX se muestran las constantes de inercia de las máquinas de las plantas más importantes del sistema.- La constante equivalente se calcula mediante la ecuación (3-3) y su resultado es el siguiente:

$$H = \frac{55815.672 \text{ MJ}}{15682.207 \text{ MVA}} = 3.559$$

Factor de reducción de carga.

De acuerdo a la referencia (15) es

$$d = 1.655$$

Demanda máxima.

9 000 MW

TABLA IX Constantes de inercia de las Máquinas del Sistema Eléctrico Nacional.

NOMBRE DE LA PLANTA	H UNIDAD	MW UNIDAD	NUMERO DE UNIDADES
ANGOSTURA	3.910	191.00	5
CHICOASEN	4.200	350.00	5
MALPASO (1-4)	4.200	218.00	4
MALPASO (5-6)	4.200	218.00	2
DOS BOCAS	1.360	322.22	2
POZA RICA	6.607	137.64	1
ALTAMIRA	3.160	175.50	2
ALTAMIRA	2.162	340.16	2
MAZATLAN	7.047	174.00	1
QUEMADO	4.500	126.25	1
VALLE DE MEX. (1)	3.160	175.55	1
VALLE DE MEX. (2-3)	3.160	175.50	2
VALLE DE MEX. (4)	3.162	340.16	1
EL SALTO	5.308	223.43	1
TULA	3.162	346.00	5
SALAMANCA	3.160	175.50	2
SALAMANCA	3.162	340.16	1
SANTA ROSA	5.740	68.00	1
MANZANILLO	3.100	340.16	2
INFIERNILLO	3.350	216.00	2
INFIERNILLO	3.350	180.00	4
VILLITA	3.670	80.00	4
MAZATLAN II	3.162	340.16	1
MAZATLAN II	3.160	175.50	2
CULIACAN III	3.500	90.00	1
CULIACAN I	5.600	35.00	1
CULIACAN IV	3.500	80.00	1
GUAMUCHIL	3.500	40.00	1

NOMBRE DE LA PLANTA	H UNIDAD	MW UNIDAD	NUMERO DE UNIDADES
LOS MOCHIS	4.500	48.25	1
EL FUERTE	3.200	66.00	1
CD. OBREGON II	5.600	35.00	1
GUAYMAS II	3.160	175.55	2
GUAYMAS II	4.370	197.60	1
GUAYMAS I	5.200	113.55	1
NOVILLO	3.500	100.00	1
GOMEZ PALACIOS	1.360	322.22	1
GOMEZ PALACIOS	4.387	268.52	1
FRANCISCO VILLA	2.803	175.00	2
FRANCISCO VILLA	3.952	105.90	1
CHIHUAHUA	5.305	91.34	1
CIUDAD JUAREZ	4.428	59.12	1
MONTERREY	3.390	88.23	3
MONTERREY	3.390	105.00	3
SAN JERONIMO	5.200	88.24	1
FALCON II	2.000	35.00	1
RIO BRAVO	4.700	88.24	1

Factor de potencia.

0.9

Frecuencia nominal.

60 Hz

Frecuencia continua permisible.

De la Tabla VI (pág. 58)

59.4 Hz

Frecuencia mínima permisible

De la Sección 2.3 (pág. 57)

57 Hz

SOBRECARGA MAXIMA A PROTEGER

Las tablas de las páginas 135, 136, 137, 138, 139 y 140 - muestran valores de sobrecargas posibles para una semana en el Sistema Interconectado Norte + Interconectado Sur, así como una gráfica de frecuencias relativas del Sistema. De acuerdo al criterio establecido en la sección 5.1 y protegiendo un 98 % de casos de deficiencias de generación, se obtiene una sobrecarga máxima a proteger del 43%.

RELACION DEL % DE SOBRECARGA PARA EL SISTEMA
 INTERCONECTADO NORTE + INTERCONECTADO SUR
 GRUPO 1 (LUNES)
 DEMANDA MAXIMA = 9000 MW

HR	DEM.	PERDIDA DE GENERACION (MW)					
		150	300	500	750	1000	1300
1	3853	5	9	15	25	36	51
2	3723	5	9	16	26	37	54
3	3598	5	10	17	27	39	57
4	3518	5	10	17	28	40	59
5	3693	5	9	16	26	38	55
6	3822	5	9	16	25	36	52
7	4537	4	8	13	20	29	41
8	5242	3	7	11	17	24	33
9	5766	3	6	10	15	21	30
10	6110	3	6	9	14	20	28
11	6209	3	6	9	14	20	27
12	6299	3	6	9	14	19	27
13	6322	3	5	9	14	19	26
14	6277	3	6	9	14	19	27
15	6132	3	6	9	14	20	27
16	6316	3	5	9	14	19	26
17	6610	3	5	9	13	18	25
18	6688	3	5	9	13	18	25
19	7522	3	5	8	12	16	21
20	8350	2	4	7	10	14	19
21	8235	2	4	7	11	14	19
22	7557	3	5	8	12	16	21
23	6410	3	5	9	14	19	26
24	5280	3	7	11	17	24	33

RELACION DEL % DE SUBRECARGA PARA EL SISTEMA
 INTERCONECTADO NORIE + INTERCONECTADO SUR
 GRUPO 2 (MARTES-VIERNES)
 DEMANDA MAXIMA = 9000 MW

HR	DEM.	PERDIDA DE GENERACION (MW)					
		150	300	500	750	1000	1300
1	5350	3	6	11	17	23	33
2	5042	4	7	12	18	25	35
3	4960	4	7	12	18	26	36
4	4910	4	7	12	19	26	37
5	4917	4	7	12	18	26	36
6	5089	4	7	11	18	25	35
7	5632	3	6	10	16	22	31
8	6206	3	6	9	14	20	27
9	6774	3	5	8	13	18	24
10	6975	3	5	8	13	17	23
11	7010	3	5	8	12	17	23
12	7061	3	5	8	12	17	23
13	7059	3	5	8	12	17	23
14	6964	3	5	8	13	17	23
15	6835	3	5	8	13	18	24
16	6973	3	5	8	13	17	23
17	7189	3	5	8	12	17	23
18	7391	3	5	8	12	16	22
19	8308	2	4	7	10	14	19
20	9000	2	4	6	10	13	17
21	8978	2	4	6	10	13	17
22	8190	2	4	7	11	14	19
23	6975	3	5	8	13	17	23
24	5925	3	6	10	15	21	29

RELACION DEL % DE SOBRECARGA PARA EL SISTEMA

INTERCONECTADO NORTE + INTERCONECTADO SUR

GRUPO 3 (SABADO)

DEMANDA MAXIMA = 9000 MW

HR	DEM.	PERDIDA DE GENERACION (MW)					
		150	300	500	750	1000	1300
1	5331	3	6	11	17	24	33
2	4944	4	7	12	18	26	36
3	4819	4	7	12	19	27	37
4	4698	4	7	12	19	28	39
5	4829	4	7	12	19	27	37
6	4865	4	7	12	19	26	37
7	4993	4	7	12	18	26	36
8	5170	3	7	11	17	24	34
9	5652	3	6	10	16	22	30
10	5822	3	6	10	15	21	29
11	5893	3	6	10	15	21	29
12	5976	3	6	10	15	21	28
13	5845	3	6	10	15	21	29
14	5699	3	6	10	16	22	30
15	5655	3	6	10	16	22	30
16	5492	3	6	11	16	23	32
17	5654	3	6	10	16	22	30
18	5939	3	6	10	15	21	29
19	6819	3	5	8	13	18	24
20	7697	2	5	7	11	15	21
21	7358	3	5	8	12	16	22
22	6864	3	5	8	13	18	24
23	6061	3	6	9	15	20	28
24	5081	4	7	11	18	25	35

RELACION DEL % DE SOBRECARGA PARA EL SISTEMA

INTERCONECTADO NORTE + INTERCONECTADO SUR

GRUPO 4 (DOMINGO)

DEMANDA MAXIMA = 9000 MW

		PERDIDA DE GENERACION (MW)					
HR	DEM.	150	300	500	750	1000	1300
1	4690	4	7	12	20	28	39
2	4401	4	8	13	21	30	42
3	4119	4	8	14	23	33	47
4	4006	4	9	15	24	34	49
5	4042	4	9	15	23	33	48
6	4021	4	9	15	23	34	48
7	3935	4	9	15	24	35	50
8	4045	4	9	15	23	33	48
9	4128	4	8	14	23	32	46
10	4167	4	8	14	22	32	46
11	4018	4	9	15	23	34	48
12	4166	4	8	14	22	32	46
13	4179	4	8	14	22	32	46
14	4157	4	8	14	23	32	46
15	4060	4	8	15	23	33	48
16	4012	4	9	15	23	34	48
17	4260	4	8	14	22	31	44
18	4432	4	8	13	21	30	42
19	5388	3	6	11	17	23	32
20	6214	3	6	9	14	20	27
21	6338	3	5	9	14	19	26
22	5931	3	6	10	15	21	29
23	5232	3	7	11	17	24	34
24	4428	4	8	13	21	30	42

RELACION DE FRECUENCIAS DEL SISTEMA
 INTERCONECTADO NORTE + INTERCONECTADO SUR
 PARA UNA SEMANA

MARCA DE CLASE	FRECUENCIA ABSOLUTA	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA ACUMULADA
3	264	0.262	0.262
8	202	0.200	0.462
13	159	0.158	0.620
18	137	0.136	0.756
23	109	0.108	0.864
28	52	0.052	0.916
33	38	0.038	0.953
38	23	0.023	0.976
43	7	0.007	0.983
48	11	0.011	0.994
53	4	0.004	0.998
58	2	0.002	1.000
63	0	0.000	1.000
68	0	0.000	1.000
73	0	0.000	1.000
78	0	0.000	1.000
83	0	0.000	1.000
88	0	0.000	1.000
93	0	0.000	1.000
98	0	0.000	1.000
103	0	0.000	1.000
TOTALES	1008	1.000	

GRAFICA DE FRECUENCIAS RELATIVAS DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NORTE + INTERCONECTADO SUR
PARA UNA SEMANA

```
-----  
3 : ***** (0.262)  
8 : ***** (0.200)  
13 : ***** (0.158)  
18 : ***** (0.136)  
23 : ***** (0.108)  
28 : ***** (0.052)  
33 : ***** (0.038)  
38 : ***** (0.023)  
43 : ** (0.007)  
48 : *** (0.011)  
53 : * (0.004)  
58 : * (0.002)  
63 : (0.000)  
68 : (0.000)  
73 : (0.000)  
78 : (0.000)  
83 : (0.000)  
88 : (0.000)  
93 : (0.000)  
98 : (0.000)  
103 : (0.000)
```

MINIMA CARGA A DESCONECTAR.

De acuerdo a la tabla VI (pág. 58) donde se observan los límites de tiempo para daño a las turbinas, para una frecuencia, de 58.2 Hz se dispone de 10 minutos de operación a baja frecuencia sin dañar el sistema, considerando esta frecuencia como la de establecimiento final para la sobrecarga máxima, el operador del sistema tiene tiempo suficiente para examinar la situación y tomar las medidas de emergencia que considere necesarias. La mínima carga a desconectar es entonces: (ec. 5-6).

$$L_D = \frac{\frac{0.43}{1 + 0.43} - 1.655 \left(1 - \frac{58.2}{60}\right)}{1 - 1.655 \left(1 - \frac{58.2}{60}\right)} \times 100 = 26.4 \%$$

TIEMPO DE RETARDO.

Relevador.

La tendencia actual en los sistemas eléctricos es emplear relevadores de baja frecuencia rápidos y precisos, por tal motivo se ha extendido el uso de relevadores estáticos.

Las características de este tipo de relevador se mencionaron en la sección 4.3 y son las siguientes:

tiempo de operación	2 ciclos
tiempo de retardo seleccionado	3 ciclos
precisión	± 0.005 Hz

Interruptor.

En la siguiente tabla se muestra un extracto de las especificaciones para Interruptores de Potencia en Aceite --- empleados en subestaciones de distribución.

Voltaje	Capacidad Interruptiva	Tiempo de Interrupción
KV	MVA	Ciclos
13.8	500	5
13.8	1000	5
23.0	500	5
23.0	1000	5
34.5	1000	5
34.5	1500	5

El tiempo total de retardo será entonces la suma de los - tiempos del relevador más el interruptor.

$$(2 + 3) + 5 = 10 \text{ ciclos}$$

SIMULACION.

La simulación se hizo variando el número de pasos de desconexión y encontrando los valores de ajuste de relevadores y magnitud de la carga desconectada por paso más óptimos comprobando su coordinación (en forma similar el Apéndice II y empleando el Algoritmo del Apéndice I).

En las figuras 5.9, 5.10, 5.11 se muestran los resultados para 3, 4 y 5 pasos de desconexión con sus correspondientes ajustes de relevadores.

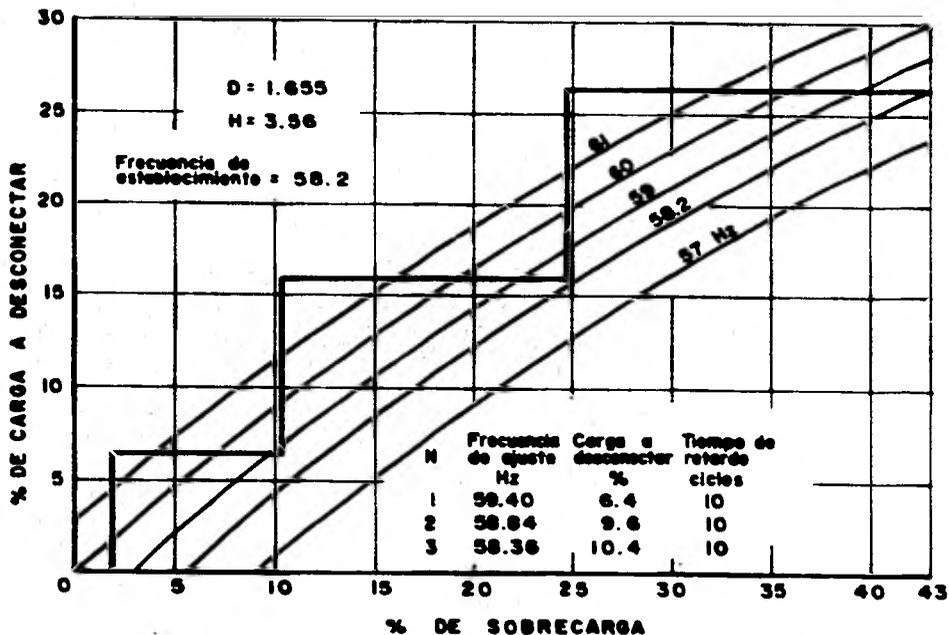


FIG. 5.9 Programa de desconexión de carga de 3 pasos para proteger un 43% de sobrecarga.

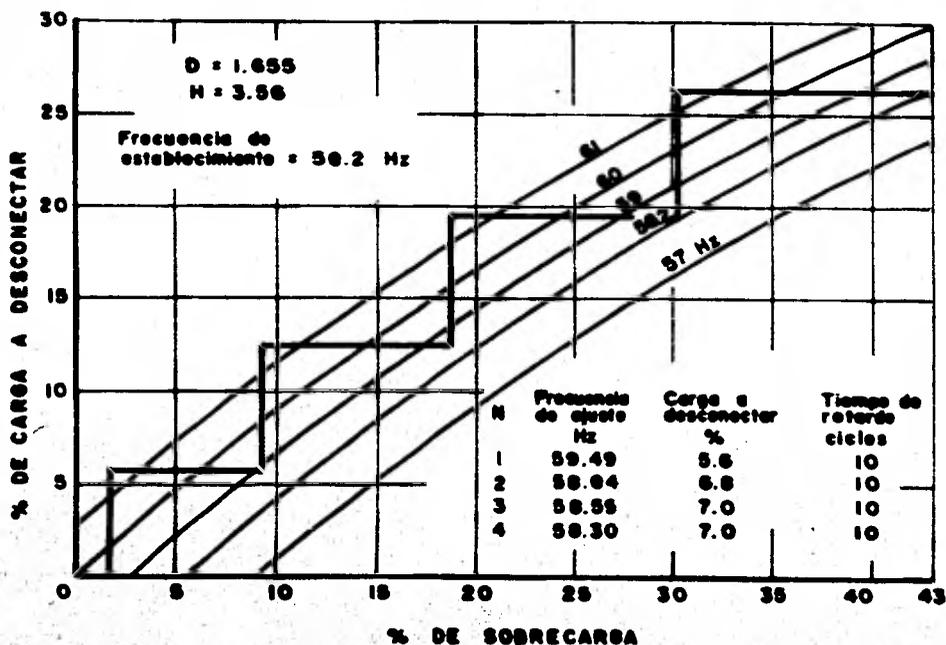


FIG. 5.10 Programa de desconexión de carga de 4 pasos para proteger un 43% de sobrecarga.

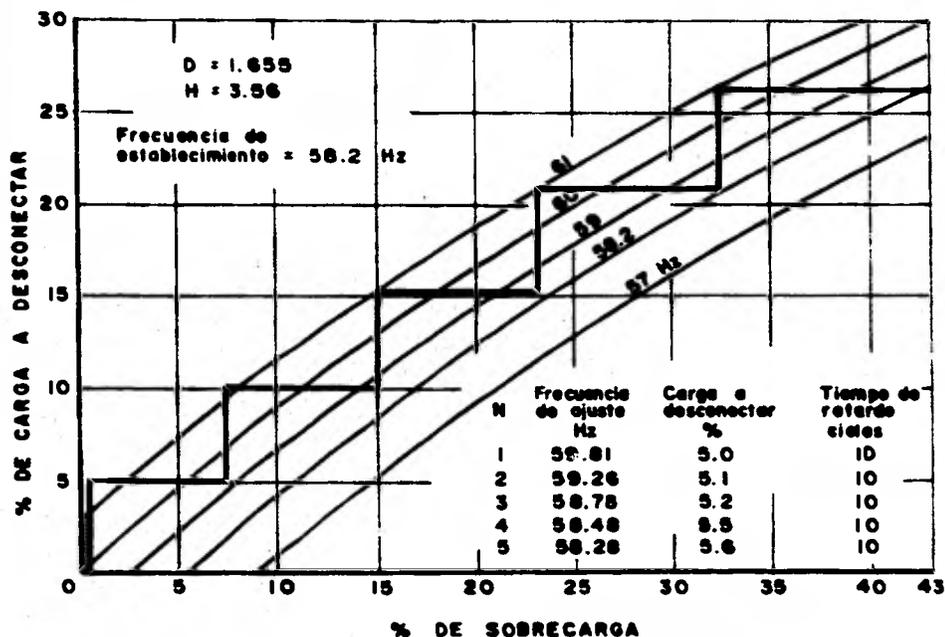


FIG. 5.11 Programa de desconexión de carga de 5 pasos para proteger un 43 % de sobrecarga.

En la tabla X se resumen los resultados de la simulación, en dicha tabla se observa que la menor relación de áreas se obtiene para el programa de 5 pasos de desconexión que es el que desconectará el menor exceso de carga.

TABLA X

PASOS	COORDINO	RELACION DE AREAS	F AJUSTE PASO INICIAL	FRECUENCIA MAS ALTA EN EL PROGRAMA DE DESCONECION
3	SI	1.397	59.40	63.3 Hz
4	SI	1.313	59.49	61.6
5	SI	1.284	59.81	61.7
6	NO	-	-	-

Sin embargo, en la tabla se muestran otros resultados que

también pueden tener una influencia importante en la selección del programa de desconexión: en el programa de 3 pasos la frecuencia más alta es 63.3 Hz, lo que puede --- causar problemas de estabilidad en el sistema, la frecuencia menor se consigue para el programa de 4 pasos por un pequeño margen con respecto al de 5 pasos.

Por otro lado, se observa que la frecuencia de ajuste del paso inicial para el programa de 3 pasos es justamente la frecuencia mínima de operación continua y, conforme se va incrementando el número de pasos la frecuencia de ajuste también se incrementa, esto debido a la dificultad de obtener la coordinación entre relevadores. Para el programa de 5 pasos el ajuste inicial es a 59.81 Hz, el ajuste a una frecuencia tan alta trae como consecuencia problemas de desconexión por sobrecargas de pequeña magnitud (mayores de 0.53 %) que posiblemente pudieran ser contrarrestadas por la acción de la reserva rodante, además hay una mayor probabilidad de que ocurran sobrecargas de pequeña magnitud en un sistema por lo que este primer paso estaría operando continuamente. Para el programa de 4 pasos la frecuencia de ajuste del paso inicial está arriba de la frecuencia de operación continua pero no lo suficiente como para crear problemas por operación indeseable. De lo anteriormente escrito, hay problema en discernir cuál de los programas es el más conveniente, el programa de 3 pasos tiene la Relación de Areas y la frecuencia más alta por lo que puede eliminarse. En el programa de 4 pasos la Relación de Areas es un 2.3 % mayor que el programa de 5 pasos pero su operación es más confiable por lo que se sugiere su implantación.

El programa de desconexión es el siguiente:

PASO	FRECUENCIA AJUSTE Hz	CARGA A TIRAR MW
1	59.49	504
2	58.94	612
3	58.55	630
4	58.30	630
		<hr/> 2376

Los relevadores deben estar ajustados a 3 ciclos de retardo adicional.

R E S U M E N .

El propósito fundamental de este estudio fue mostrar los factores involucrados en la formulación de un esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, cuya finalidad sea la de desconectar la carga necesaria para lograr un balance generación-carga cuando se presenta una pérdida súbita de generación en el sistema.

En el presente trabajo el estudio de desconexión de carga está basado en la simulación de máquina concentrada debido a las ventajas que se obtienen al trabajar con el comportamiento promedio de un sistema.

Se consideró necesario introducir el tema con aspectos -- elementales de estabilidad de sistemas por las repercusiones que presenta la operación a una frecuencia menor y -- aplicar tales conceptos a una condición particular como -- lo es la condición de sobrecarga o deficiencia de generación.

Se analizaron los efectos de la disminución de la frecuencia en la capacidad de plantas generadoras con el objeto de conocer los valores de frecuencia a los cuales se debe limitar la operación del equipo. Este análisis se realizó con énfasis especial a las plantas termoeléctricas debido a que son las que más se ven afectadas por una disminución en la frecuencia del sistema.

Las variaciones de frecuencia que se presentan al ocurrir una severa sobrecarga requieren una respuesta inmediata -- que sólo es posible obtener mediante la acción de relevadores de baja frecuencia. Por tal motivo el presente trabajo destinó un capítulo para describir los tipos de rele

vadores de baja frecuencia existentes así como sus características de funcionamiento.

Se señalaron los procedimientos y criterios empleados para la formulación del programa de desconexión de carga -- para, posteriormente mostrarlo en forma ejemplificada.

Finalmente el trabajo incluye un algoritmo de desconexión de carga, con el cual, y con auxilio de la computadora se pueden obtener para diversas condiciones los ajustes óptimos de los relevadores de baja frecuencia.

CONCLUSIONES.

Este trabajo ha descrito un procedimiento práctico para - la elaboración de un programa de desconexión de carga, en el cual ciertas acciones correctivas del comportamiento - del sistema se han omitido como son: la acción de los reguladores de velocidad, la reserva rodante, la reducción de carga debida a la reducción de voltaje. Es reconocido que los cálculos basados en la suposición de que no existe la acción correctiva, dará resultados pesimistas, sin embargo si el método indica una recuperación del sistema es seguro que su respuesta será válida, lo que dará una - mayor confianza en la aplicación del programa.

Se desarrolló un modelo mediante el cual se determina el comportamiento efectivo de la frecuencia en el sistema y que permite visualizar la relación entre la desconexión - de carga y los parámetros involucrados.

Estos resultados permiten optimizar los ajustes para minimizar la carga a desconectar, salvaguardando así la continuidad del suministro en aquellas áreas donde los procesos en producción se vean afectados, contribuyendo así a proteger la economía del país.

Por otro lado, un complemento de este trabajo debe considerar la topología del sistema, el cual daría la distribución de frecuencia a lo largo de la red y las áreas donde la frecuencia alcance valores críticos.

Debido a que el desarrollo de lo anterior es complejo y - por sí sólo constituye otro estudio de características y

consideraciones de otra índole, su desarrollo cae fuera -
de los objetivos del presente estudio.

APENDICES

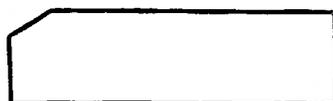
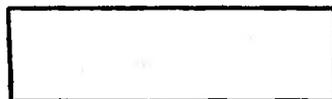
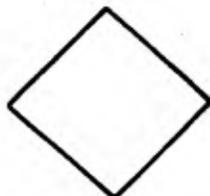
APENDICE I

FORMULACION DEL ALGORITMO DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA.

DIAGRAMA DE FLUJO.

Simbología

LECTURA

ASIGNACIONES
Y
OP. ARITMETICASCOMPARACION O
CONDICIONALRUTINA O
SUBPROGRAMA
AUXILIAR

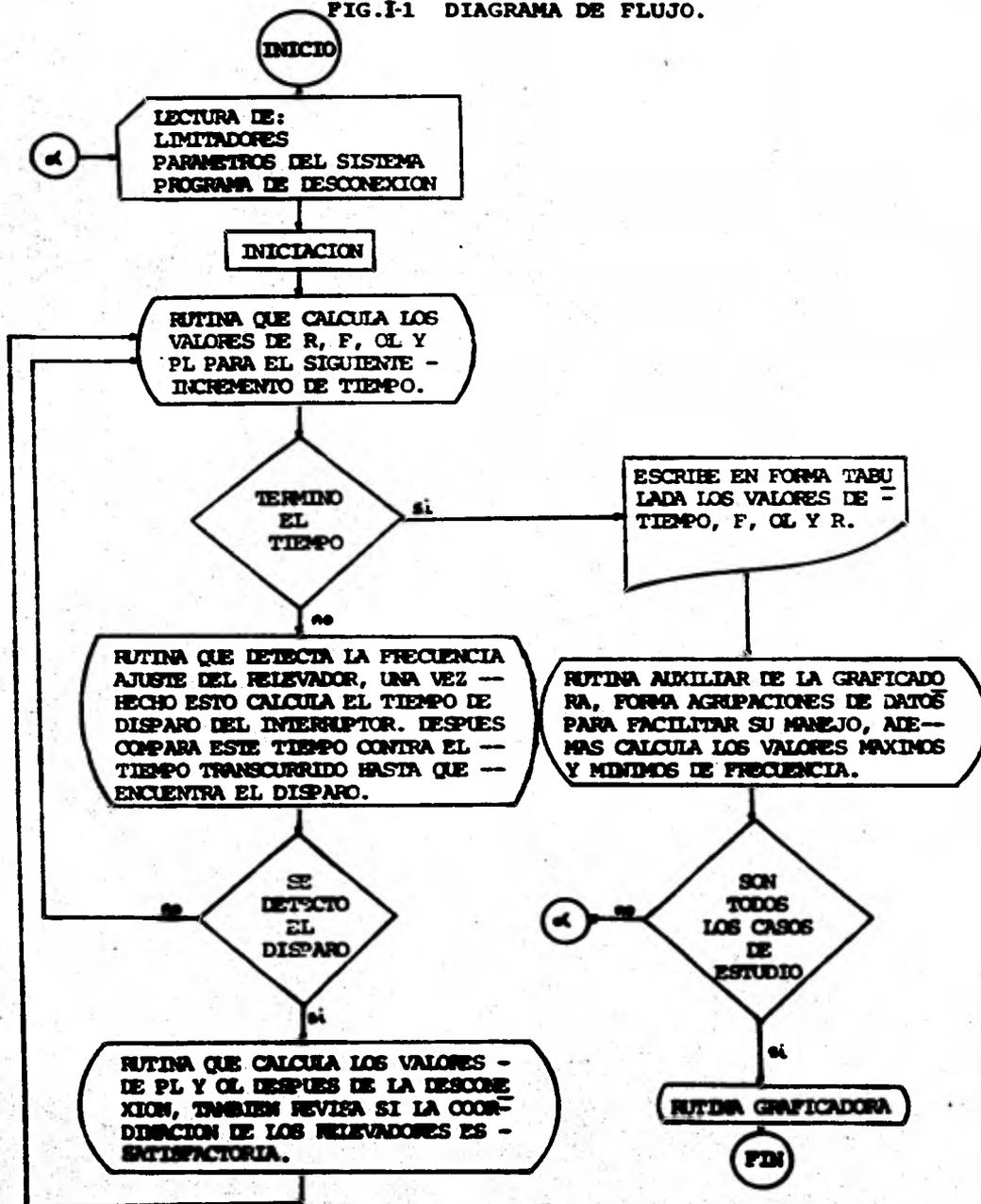
TRAYECTORIA

INICIO O FIN
DE SECUENCIA

ESCRITURA



FIG. I-1 DIAGRAMA DE FLUJO.



A PARTIR
DE ESTA
PAGINA

FALLA
DE
ORIGEN.

CODIFICACION

B6700 FORTRAN COMPILATION MARK

NUMBRE

```

C.....
C* PROGRAMA PARA CALCULAR LAS CARACTERISTICAS DE
C* FRECUENCIA DE UN SISTEMA SUJETO A UNA PERDIDA
C* DE GENERACION. EL SISTEMA ESTA PROVISTO DE UN
C* ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA PARA SU PRO-
C* TECCION.
C* LOS DATOS SUMINISTRADOS AL PROGRAMA SON LOS
C* SIGUIENTES:
C* LIMITADORES:
C* N = NUMERO MAXIMO DE ITERACIONES PERMITIDAS.
C* T(1) = TIEMPO INICIAL DE ESTUDIO. T(1)=0.
C* TF = TIEMPO FINAL DEL PERIODO
C* DT = INCREMENTO DE TIEMPO
C* NCASOS = NUMERO DE CASOS DE ESTUDIO
C* PARAMETROS DEL SISTEMA
C* H = CONSTANTE DE INERCIA DEL SISTEMA.
C* D = CONSTANTE DE AMORTIGUAMIENTO.
C* FP = FACTOR DE POTENCIA.
C* F(1) = FRECUENCIA NOMINAL EN HERTZ.
C* CONDICIONES DE FALLA
C* PL(1) = CARGA DEL SISTEMA EN MW.
C* PG = GENERACION DEL SISTEMA EN MW.
C* PROGRAMA DE DESCONEXION
C* NPASOS = NUMERO DE PASOS DE DESCONEXION
C* FSETT = FRECUENCIA DE AJUSTE DE LOS RELEVADO-
C* RES EN HRTZ.
C* LD = CARGA DESCONECTADA EN Z DE LA CARGA
C* TOTAL
C* DELAY = RETARDO TOTAL RELEV. + INTERRUPTOR
C* EN CICLOS DE LA FRECUENCIA NOMINAL.
C.....

```

```

DIMENSION KO(10), KX(10), KDMTZ(10,10), KXMTZ(10,10)
DIMENSION T(100), FC(100), PL(100), RC(100), OL(100), OLAV(100)
DIMENSION FMAX(10), FMIN(10), AF(10,100)
REAL FSETT(10), DELAY(10), LC(10)
INTEGER CASO, PASO1, PASO2
LOGICAL LOGIC1, LOGIC2
COMMON T, F, N, S, LOCK1, TF, DT, H, D, FP, R, M, IK
COMMON /BLOCK2/ PG, PL, D, AV, U
COMMON /BLOCK3/ PASO1, FSETT, DELAY
COMMON /BLOCK4/ PASO2, LOGIC1, LOGIC2
COMMON /BLOCK5/ NPASOS, CO, NR
COMMON /BLOCK6/ KDMTZ, KXMTZ, AF, FMAX, FMIN
COMMON /BLOCK7/ I, NIP
READ(5,100) N, T(1), TF, DT, NCASOS

```

```

IF(N.EQ.0) STOP
CASO=1
READ(5,150) H, D, F(1), FP
READ(5,200) NPASOS
READ(5,250) FSETT(1), LC(1), DELAY(1), I=1, NPASOS
1 READ(5,300) PG, PL(1)

```

```

C..... CONDICIONES INICIALES SUBROUTINA COMPUT
DEFGEN=ABS(PL(1))-PG
OL(1)=(PL(1)-PG)/PG
OLAV(1)=OL(1)
N=1
C..... CONDICIONES INICIALES SUBROUTINA DETECT
PACHT=1

```

```

PASO2=1
LOGIC1=.FALSE.
LOGIC2=.FALSE.
C***** ESCRITURA DE ENCABEZADIS
WRITE(6,550)F(1),H,D,FP

WRITE(6,600)PL(1),DEFCEN,OL(1)
WRITE(6,620)
DN 2 1=1,MPASOS
2 WRITE(6,700)I,FSETT(I),LC(I),DELAY(I)
WRITE(6,730)
C***** LLAMADO A LA SUBROUTINA COMPUT
3 CALL COMPUT(MAX)
GO TO (4,5,6)IK
C***** LLAMADO A LA SUBROUTINA DETECT
4 CALL DETECT(R)
IF(LOGIC1.AND.LOGIC2) GO TO 7
GO TO 3
C***** LLAMADO A LA SUBROUTINA DE DESCONEXION DE CARGA
7 CALL DESCON(N=LD,PASU)
GO TO 3
C***** ESCRITURA DE RESULTADOS
5 WRITE(6,800)(F(N),F(N),OL(N),R(N),N=1,MAX)
C***** LLAMADO AL SUBPROGRAMA MATRIZ.
CALL MATRIZ(MAX,CASO)
IF(CASO.LE.NCASO) GO TO 1
C***** LLAMADO A LA GRAFICADORA.
CALL GRAFIC(NCASO,MAX,MPASO)
CALL EXIT
C***** MENSAJE DE ERROR POR CNDICIONES INSOLITAS.
6 WRITE(6,850)
CALL EXIT
C***** FORMATUS DE LECTURA
100 FORMAT(14,F6.4,I2)
150 FORMAT(4F10.5)
200 FORMAT(2F16.3)
250 FORMAT(12)
300 FORMAT(8F10.4)
C***** FORMATUS DE ESCRITURA
550 FORMAT(1H,///,20X,'PARAMETROS DEL SISTEMA',8X,'FRECUENCIA NOMINAL',
1X,F,'F',F5.1,///,50X,'CONSTANTE DE INERCIA',11X,H,'H',F5.2,///,
25X,'PORCENTAJE DE REDUCCION DE',5X,D,'D',F5.2,///,50X,'CARGA POR 1',
3X,'POR CIENTO DE REDUCCION DE FRECUENCIA',///,50X,'FACTOR 0',
4X,'POTENCIA',12X,FP,'F',F6.3,///)
600 FORMAT(1H,19X,'DEMANDA',F8.0,1X,'MW',2X,'DEFICIENCIA DE GENERAC',
10X,F8.0,1X,'M',2X,'SOBRECARGA',F7.4,1X,'PU',///)
650 FORMAT(20X,'PROGRAMA DE',11X,'AJUSTE',15X,'CARGA',12X,'RETARDO',//
12X,'DESCONEXION',9X,'ELEVADORES',9X,'DESCONECTADA',9X,'TOTAL',//
27X,'PASO',13X,'HZ',19X,'X',15X,'CICLOS',///)
700 FORMAT(28X,I2,12X,F6.3,14X,F6.2,14X,F6.0,///)
750 FORMAT(51X,'TIEMPO',3X,'FRECUENCIA',2X,'SOBRECARGA',6X,'F',///,51X,
1X,'(SEG)',7X,'(HZ)',8X,'(PU)',7X,'(HZ/SEG)',///)
800 FORMAT(50X,F8.4,2X,F8.3,2X,F10.6,2X,F10.6)
850 FORMAT(1H,'***** NO HAY SOLUCION PARA LOS PARAMETROS PROPORCIONAD
105 *****')
END

```

```

SUBROUTINE COMPUT(MAX)
C*****
C* SUBPROGRAMA PARA CALCULAR LAS CARACTERISTICAS DE
C* FUNCIONAMIENTO DADOS LOS VALORES DE OPERACION EN EL
C* SISTEMA AL TIEMPO T(N-1), (F, PL, OL, OLAV, R) Y MEDIANTE
C* LA INTERACCION DE LOS PARAMETROS DEL SISTEMA (H, D, FP,
C* TIEMPO T(N)).
C* CALCULA LOS VALORES DE OPERACION EN EL SISTEMA AL
C*****
DIMENSION T(300), F(300), PL(300), OL(300), OLAV(300),
IR(300)
COMMON T, F, H, D, BLOCK1, TF, DT, H, D, FP, R, M, IK
COMMON /BLOCK2/ PG, PL, OLAV, OL
N=N+1
IF(N.LT.M)GO TO 1
IK=2
N=N-1
RETURN
1 RAD =1.-(FP*OLAV(N-1))*T/H
IF(RAD.GT.0.)GO TO 2
IK=3
RETURN
C*****CALCULA EL NUEVO VALOR DE F Y R
2 F(N)=SQRT(RAD*F(N-1)**2)
R(N)=(F(N)-F(N-1))/DT
C*****CALCULA EL NUEVO VALOR DE LA CARGA
C*****CF ES EL CAMBIO EN FRECUENCIA EN O/I
C*****CPL ES LA REDUCCION EN CARGA EN O/I
CF=(F(N-1)-F(N))/F(N-1)
CPL=D*CF
PL(N)=PL(N-1)*(1.-CPL)
C*****CALCULA EL NUEVO VALOR DE LA SUBRECARGA
OL(N)=(PL(N)-PG)/PG
OLAV(N)=(OL(N)+OL(N-1))/2.0
C*****INCREMENTA EL TIEMPO
T(N)=T(N-1)+DT
IF(T(N).LT.TF)GO TO 3
IK=2
N=N
RETURN
3 IK=1
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE DEFECT(F)
C.....
C* SUBPROGRAMA PARA DETECTAR LOS PUNTOS DE OPERACION
C* DEL RELEVADOR (FSETT) Y CALCULA EL TIEMPO DE DIS-
C* PARO DEL INTERRUPTOR (TTRIP).
C* FUNCIONAMIENTO : PRINCIPALMENTE DETECTA LA FRECUENCIA
C* DE AJUSTE COMPARANDO CONTRA LA FRECUENCIA F(N)
C* EN EL SISTEMA. CUANDO SE DETECTA CALCULA EL TIEMPO
C* DE DISPARO TTRIP Y LO COMPARA CONTRA T(N).
C* CUANDO DETECTA EL AJUSTE HACE LOGIC1=VERDADERA. Y
C* CUANDO DETECTA EL DISPARO HACE LOGIC2=VERDADERA.
C.....
DIMENSION T(300),F(300),R(300),FSETT(10),KO(10),KX(10)
REAL DELAY (10)
INTEGER PASO1,PASO2
LOGICAL LOGIC1,LOGIC2
COMMON T,F,N
COMMON /BLOCK3/PASO1,FSETT,DELAY
COMMON /BLOCK4/PASO2,LOGIC1,LOGIC2
COMMON /BLOCK5/NPASOS,KO,KX
COMMON /BLOCK7/TTRIP
IF(PASO2.GT.NPASOS)RETURN
IF(R(N).GE.0.0) RETURN
IF(LOGIC1)GO TO 5
C.....DETECCION DEL AJUSTE DEL RELEVADOR
C
IF(F(N).LE.FSETT(PASO1))GO TO 1
RETURN
1 LOGIC1=.TRUE.
KO(PASO1)=N
C.....CALCULA EL TIEMPO REAL DE DISPARO DEL INTERRUPTOR
TTRIP=T(N)+DELAY(PASO1)/60.
C.....INCREMENTA EL PASO DE AJUSTE
PASO1=PASO1+1
C
C.....DETECCION DEL DISPARO DEL INTERRUPTOR
C
5 IF(T(N).GE.TTRIP)GO TO 6
RETURN
6 LOGIC2=.TRUE.
KX(PASO2)=N
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE DESCON(N,LD,PASO1)
C.....
C* SUBPROGRAMA QUE CALCULA LOS VALORES DE CARGA Y
C* SOBRECARGA DESPUES DE LA DESCONECION.
C* DESCONECTA UNICAMENTE DESPUES QUE HA DETECTADO
C* EL DISPARO DEL INTERRUPTOR
C.....
DIMENSION PL(300),LD(1),OL(300),OLAV(300)
INTEGER PASO2,PASO1
LOGICAL LOGIC1,LOGIC2
COMMON /BLOCK4/PASO2,PL,OL,AV,UL
C..... VALOR DE LA CARGA DESPUES DE LA DESCONECION
PL(N)=PL(N)-PL(1)-LD(PASO2)/100.0
C..... NUEVO VALOR DE LA SOBRECARGA
OL(N)=(PL(N)-PC)/PC
C..... INICIALIZA PARA NUEVA DETECCION
LOGIC1=.FALSE.
LOGIC2=.FALSE.
PASO2=PASO2+1
C..... DETECCION DEL ERROR DE LA COORDINACION
IF(PASO1.EQ.PASO2)RETURN
WRITE(6,900)
900 FORMAT('H .....ERROR EN LA COORDINACION DEL RELEVADOR.....')
CALL EXIT
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE MATRIZ(MAX,CASO )
C.....
C* SUBPROGRAMA AUXILIAR PARA LA GRAFICADORA
C* FORMA LA MATRIZ AF(FRECUENCIA POR CASO DE ESTU-
C* DIO), LA MATRIZ KONTZ(VALOR DE N DONDE OCURRE EL
C* AJUSTE POR CASO DE ESTUDIO) Y LA MATRIZ KINTZ(
C* VALOR DE N DONDE OCURRE LA DESCONEXION POR CASO
C* DE ESTUDIO).
C* TAMBIEN CALCULA LOS VALORES DE FRECUENCIA MAXIMA
C* Y MINIMA POR CASO DE ESTUDIO
C.....
DIMENSION T(300),F(300),KO(10),KK(10),KONTZ(10,10),
IKINTZ(10,10),AF(10,300),FMAX(10),FMIN(10)
INTEGER CASO,PASO
COMMON T,F,N
COMMON /BLOCK5/MPASOS,CO,KK
COMMON /BLOCK6/KONTZ,KINTZ,AF,FMAX,FMIN
C.....
MATRIZ FRECUENCIA VS CASOS DE ESTUDIO
DO 1 N=1,MAX
1 AF(CASO,N)=F(N)
C.....
MATRIZ PUNTOS DE AJUSTE VS CASOS DE ESTUDIO
DO 2 PASO=1,MPASOS
2 KONTZ(CASO,PASO)=KO(PASO)
C.....
MATRIZ PUNTOS DE DESCONEXION VS CASOS DE ESTUDIO
DO 3 PASO=1,MPASOS
3 KINTZ(CASO,PASO)=KK(PASO)
C.....
VALOR MAXIMO POR CASO DE ESTUDIO
FMAX(CASO)=F(1)
DO 4 N=1,MAX
IF(F(N)-GT.FMAX(CASO)) FMAX(CASO)=F(N)
4 CONTINUE
C.....
VALOR MINIMO POR CASO DE ESTUDIO
FMIN(CASO)=F(1)
DO 5 N=1,MAX
IF(F(N)-LT.FMIN(CASO)) FMIN(CASO)=F(N)
5 CONTINUE
C.....
INCREMENTA EL CASO DE ESTUDIO
CASO=CASO+1
RETURN
END

```



```

KORD1=KMIN/10
KORD2=KMIN-KORD1*10
IF(KORD1.EQ.0) KORD1=1
IF(KORD2.EQ.0) KORD2=1
JCUAD=ESC*(F(0AT(KMIN)-YMIN)+).5
LINEA(1,JCUAD)=MAS
ORDIN(JCUAD)=NUM(KORD2)
ORDIN(JCUAD-1)=NUM(KORD1)
DO 12 N=2,MAX
12 LINEA(N,JCUAD)=MAS
GO TO 9
C*****QUINTO PASO
C*****CALCULA LA POSICION DE TODOS LOS PUNTOS DE
C*****FRECUENCIA EN LA MATRIZ GRAFICADORA
C*****DEVECTA LA POSICION DE LOS PUNTOS DE AJUSTE Y
C*****DESCONEJION
11 DO 13 CASO=1,NCASOS
JPOS=ESC*(AF(CASO,1)-Y4IN)+0.5
13 LINEA(1,JPOS)=LETRA0
DO 15 N=2,MAX
DO 15 CASO=1,NCASOS
JPOS=ESC*(AF(CASO,N)-Y4IN)+0.5
IF(JPOS.EQ.0) JPUS=1
15 LINEA(N,JPOS)=PUNTO
DO 16 CASO=1,NCASOS
DO 16 PASO=1,NPASOS
N1=KORTZ(CASO,PASO)
JPOS=ESC*(AF(CASO,N1)-YMIN)+0.5
IF(JPOS.EQ.0) JPUS=1
16 LINEA(N1,JPOS)=CERO
DO 18 CASO=1,NCASOS
DO 18 PASO=1,NPASOS
N2=KXMTZ(CASO,PASO)
JPOS=ESC*(AF(CASO,N2)-YMIN)+0.5
IF(JPOS.EQ.0) JPUS=1
18 LINEA(N2,JPOS)=CRUZ
C*****SEXTO PASO
C*****ESCRIBE ORDIN Y LINEA
WRITE(6,900)(ORDIN(J),J=1,120)
DO 20 N=1,MAX
20 WRITE(6,950)T(N),(LINEA(N,J),J=1,120)
RETURN
C*****FORMATOS DE ESCRITURA
900 FORMAT(1H,6X,120A1)
950 FORMAT(1H,6X,3,120A1)
END

```

APENDICE II

CALCULOS PARA LA OPTIMIZACION DE LOS AJUSTES DE FRECUENCIA.

Parámetros del sistema.

Constante de Inercia $H=4$

Constante de amortiguamiento $d=2$

Frecuencia de operación $F = 60$ Hz

Frecuencia continua permisible $F_{\text{CONT}} = 59.6$ Hz

Frecuencia mínima permisible $F_{\text{MIN}} = 57$ Hz

Demanda máxima $PL = 9000$ MW

Factor de Potencia $f.p. = 0.9$

Máxima sobrecarga a proteger $OL_m = 100$ %

Parámetros de Optimización.

Frecuencia de establecimiento deseada para la sobrecarga --

máxima $F_{\text{EST}} = 57$ Hz

Número de pasos de desconexión $N = 4$

Mínima carga a desconectar (ec. 5.6)

$$L_D = \frac{\frac{OL_m}{1 + OL_m} - d \left(1 - \frac{F_{\text{EST}}}{60}\right)}{1 - d \left(1 - \frac{F_{\text{EST}}}{60}\right)} \times 100 = 44.44 \%$$

Tiempo de Retardo.

Retardo total (relevador + interruptor + adicional) - 8
ciclos (0.133 seg)

Margen de incertidumbre para la operación del
relevador

+ 0.01 Hz

Selección de ajustes de los relevadores (primer intento)

La banda de ajuste de los relevadores se muestra en la Fig. II-1.

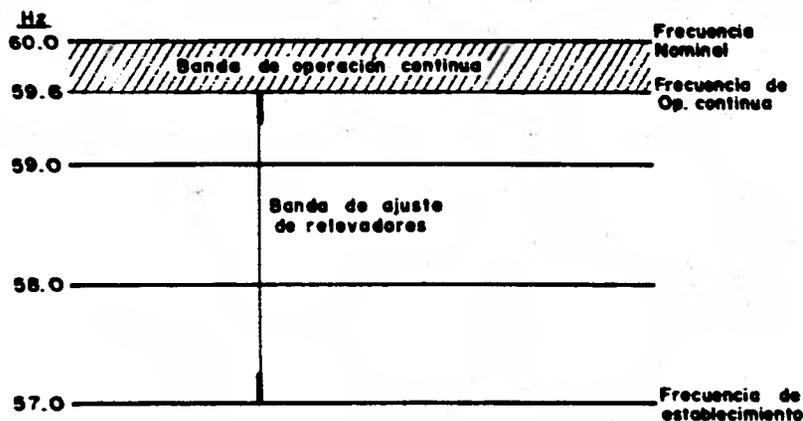


FIG. II - 1 . Banda de ajuste de relevadores.

El primer ajuste de relevadores ocurre en el límite de la banda de operación continua ($F_{AJUSTE 1} = 59.6$ Hz).

La frecuencia a la cual dispara el interruptor F_{DISP} para la sobrecarga máxima se calcula de la forma siguiente:

tasa inicial de variación de frecuencia (59 - 60 Hz) es - aproximadamente:

$$R = \frac{f.p.}{H} \times \frac{OL_m \times (f_2 - f_1)}{1 - \left(\frac{f_2}{f_1}\right)^2}$$

$$R = \frac{0.9}{4} \times \frac{1.0 \times (59 - 60)}{1 - \left(\frac{59}{60}\right)^2} = 6.8 \text{ Hz/seg.}$$

Caída de frecuencia después de haber detectado el ajuste hasta el disparo

$$f = 6.8 \times 0.133 = 0.9 \text{ Hz}$$

Entonces:

$$F_{\text{DISP1}} = 59.6 - 0.9 = 58.7 \text{ Hz}$$

De forma análoga a lo citado en la sección 4-b del Capítulo 5 se proponen los siguientes ajustes:

PASO	F _{DISP}	t _{L_D}
1	58.7	8
2	58.4	10
3	58.0	12
4	57.5	14.44

Los resultados se muestran en la tabla I y gráficamente - en la Fig. II-2.

Calculando las frecuencias de ajuste

$$F_{\text{AJUSTE}} = F_{\text{DISP}} + \Delta F$$

Donde ΔF es la caída de frecuencia debida al tiempo de - retardo inherente a la operación del equipo, se concluye que no hay coordinación entre pasos.

Tabla I

PARAMETROS DEL SISTEMA

FRECUENCIA NOMINAL F = 60.0
 CONSTANTE DE INERCIA H = 4.00
 PORCENTAJE DE REDUCCION DE CARGA POR 1 POR CIENTO DE REDUCCION DE FRECUENCIA D = 2.00
 FACTOR DE POTENCIA FP = 0.900

DEMANDA = 5000 MW EFICIENCIA DE GENERACION = 4500 MW SOBRECARGA = 1.00

PROGRAMA DE DESCONEXION FASO	AJUSTE DE VALORES HZ	CARGA DESCONECTADA X	RETARDO TOTAL CICLOS
1	58.700	8.00	0.
2	58.400	10.00	0.
3	58.000	12.00	0.
4	57.500	14.44	0.

TIEMPO (SEG) FRECUENCIA (HZ) SOBRECARGA (PU) R (HZ/SEG)

0.0000	60.0000	1.0000	0.0000
0.0050	59.9999	1.0000	0.0000
0.0100	59.9998	1.0000	0.0000
0.0150	59.9997	1.0000	0.0000
0.0200	59.9996	1.0000	0.0000
0.0250	59.9995	1.0000	0.0000
0.0300	59.9994	1.0000	0.0000
0.0350	59.9993	1.0000	0.0000
0.0400	59.9992	1.0000	0.0000
0.0450	59.9991	1.0000	0.0000
0.0500	59.9990	1.0000	0.0000
0.0550	59.9989	1.0000	0.0000
0.0600	59.9988	1.0000	0.0000
0.0650	59.9987	1.0000	0.0000
0.0700	59.9986	1.0000	0.0000
0.0750	59.9985	1.0000	0.0000
0.0800	59.9984	1.0000	0.0000
0.0850	59.9983	1.0000	0.0000
0.0900	59.9982	1.0000	0.0000
0.0950	59.9981	1.0000	0.0000
1.0000	59.9980	1.0000	0.0000
1.0050	59.9979	1.0000	0.0000
1.0100	59.9978	1.0000	0.0000
1.0150	59.9977	1.0000	0.0000
1.0200	59.9976	1.0000	0.0000
1.0250	59.9975	1.0000	0.0000
1.0300	59.9974	1.0000	0.0000
1.0350	59.9973	1.0000	0.0000
1.0400	59.9972	1.0000	0.0000
1.0450	59.9971	1.0000	0.0000
1.0500	59.9970	1.0000	0.0000
1.0550	59.9969	1.0000	0.0000
1.0600	59.9968	1.0000	0.0000
1.0650	59.9967	1.0000	0.0000
1.0700	59.9966	1.0000	0.0000
1.0750	59.9965	1.0000	0.0000
1.0800	59.9964	1.0000	0.0000
1.0850	59.9963	1.0000	0.0000
1.0900	59.9962	1.0000	0.0000
1.0950	59.9961	1.0000	0.0000
1.1000	59.9960	1.0000	0.0000
1.1050	59.9959	1.0000	0.0000
1.1100	59.9958	1.0000	0.0000
1.1150	59.9957	1.0000	0.0000
1.1200	59.9956	1.0000	0.0000
1.1250	59.9955	1.0000	0.0000
1.1300	59.9954	1.0000	0.0000
1.1350	59.9953	1.0000	0.0000
1.1400	59.9952	1.0000	0.0000
1.1450	59.9951	1.0000	0.0000
1.1500	59.9950	1.0000	0.0000
1.1550	59.9949	1.0000	0.0000
1.1600	59.9948	1.0000	0.0000
1.1650	59.9947	1.0000	0.0000
1.1700	59.9946	1.0000	0.0000
1.1750	59.9945	1.0000	0.0000
1.1800	59.9944	1.0000	0.0000
1.1850	59.9943	1.0000	0.0000
1.1900	59.9942	1.0000	0.0000
1.1950	59.9941	1.0000	0.0000
1.2000	59.9940	1.0000	0.0000
1.2050	59.9939	1.0000	0.0000
1.2100	59.9938	1.0000	0.0000
1.2150	59.9937	1.0000	0.0000
1.2200	59.9936	1.0000	0.0000
1.2250	59.9935	1.0000	0.0000
1.2300	59.9934	1.0000	0.0000
1.2350	59.9933	1.0000	0.0000
1.2400	59.9932	1.0000	0.0000
1.2450	59.9931	1.0000	0.0000
1.2500	59.9930	1.0000	0.0000
1.2550	59.9929	1.0000	0.0000
1.2600	59.9928	1.0000	0.0000
1.2650	59.9927	1.0000	0.0000
1.2700	59.9926	1.0000	0.0000
1.2750	59.9925	1.0000	0.0000
1.2800	59.9924	1.0000	0.0000
1.2850	59.9923	1.0000	0.0000
1.2900	59.9922	1.0000	0.0000
1.2950	59.9921	1.0000	0.0000
1.3000	59.9920	1.0000	0.0000
1.3050	59.9919	1.0000	0.0000
1.3100	59.9918	1.0000	0.0000
1.3150	59.9917	1.0000	0.0000
1.3200	59.9916	1.0000	0.0000
1.3250	59.9915	1.0000	0.0000
1.3300	59.9914	1.0000	0.0000
1.3350	59.9913	1.0000	0.0000
1.3400	59.9912	1.0000	0.0000
1.3450	59.9911	1.0000	0.0000
1.3500	59.9910	1.0000	0.0000
1.3550	59.9909	1.0000	0.0000
1.3600	59.9908	1.0000	0.0000
1.3650	59.9907	1.0000	0.0000
1.3700	59.9906	1.0000	0.0000
1.3750	59.9905	1.0000	0.0000
1.3800	59.9904	1.0000	0.0000
1.3850	59.9903	1.0000	0.0000
1.3900	59.9902	1.0000	0.0000
1.3950	59.9901	1.0000	0.0000
1.4000	59.9900	1.0000	0.0000

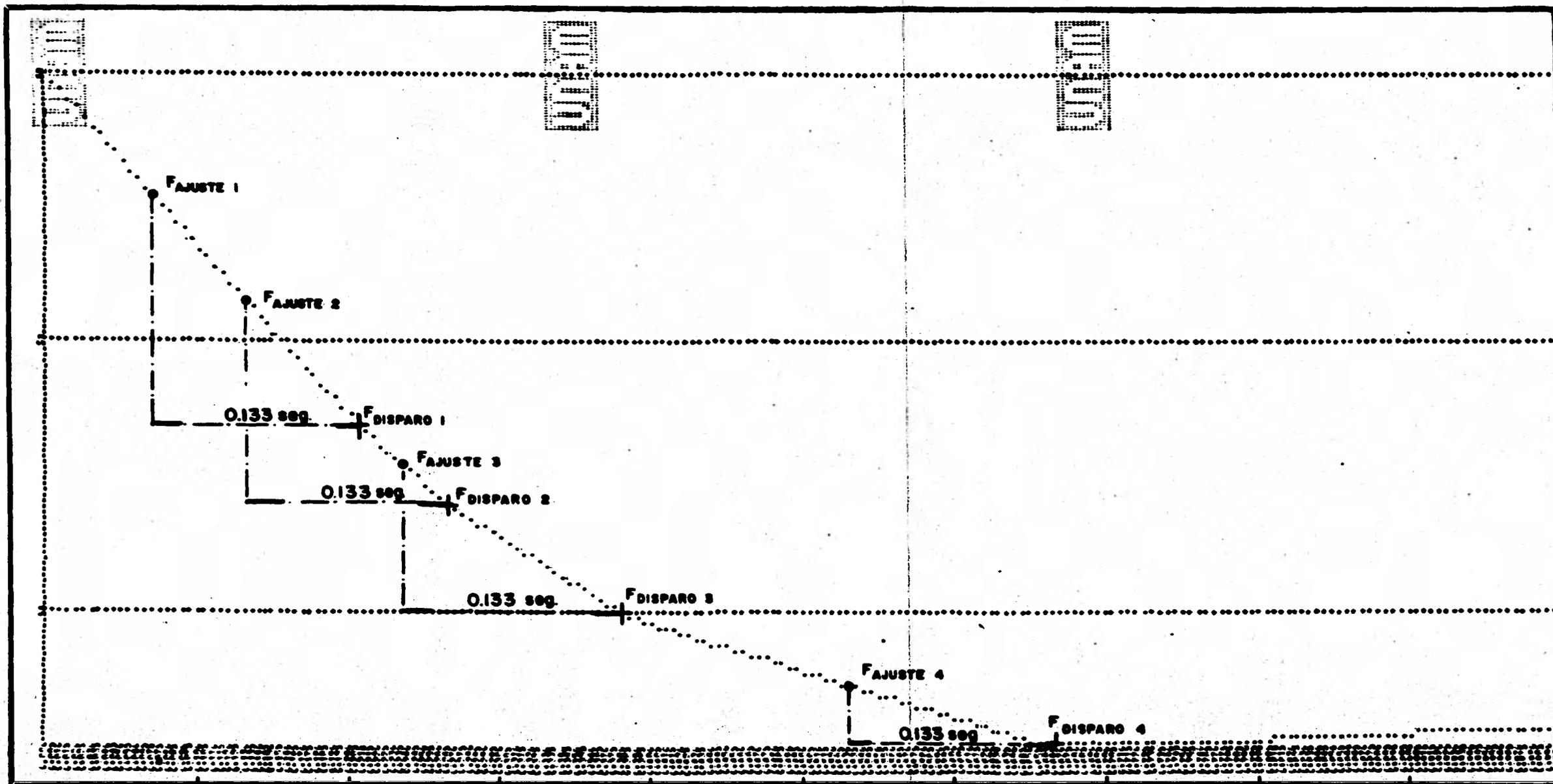


FIG. II-2 Curva Frecuencia-Tiempo primera seleccion de ajuste de relevadores.

Segundo intento.

Auxiliándose del comportamiento de la frecuencia en el primer intento se construye otra gráfica (Fig. II-3)

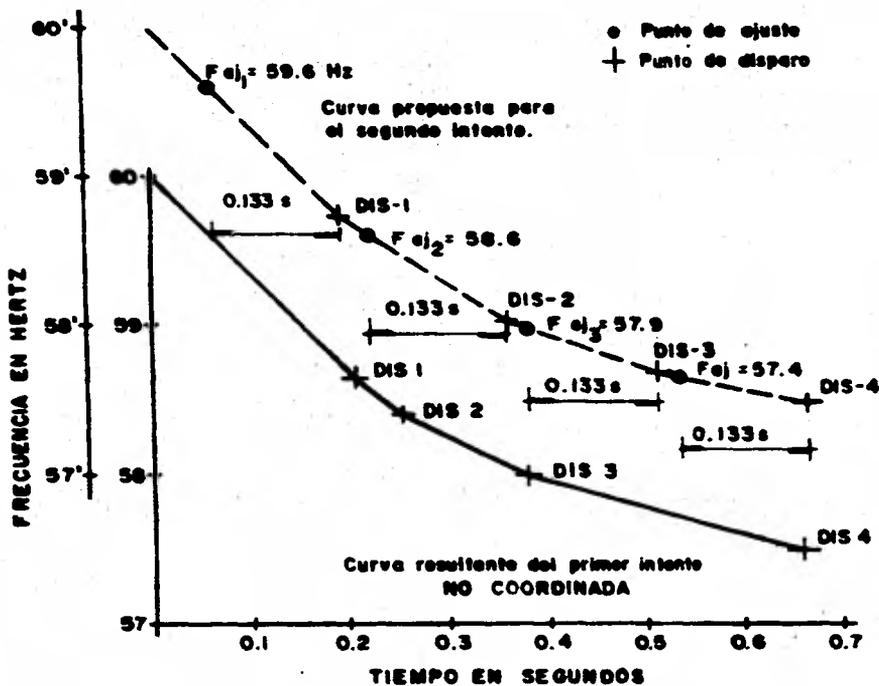


FIG. II-3 Curva frecuencia - tiempo | selección ajuste de relevadores.

Partiendo de F_{DISP} del primer paso se deja transcurrir un -- tiempo un poco mayor al tiempo total de retardo (> 0.133 - seg.) y siguiendo una tasa de variación semejante a la que ocurre después del disparo del primer paso, se encuentra - F_{DISP} del segundo paso, los valores sucesivos de F_{DISP} se

encuentran de manera análoga. Los valores de F_{AJUSTE} se encuentran a partir de los valores de F_{DISP} y son los siguientes:

PASO	F_{AJUSTE}	$\%L_D$
1	59.60	8.44
2	58.60	11.00
3	57.90	12.00
4	57.40	13.00

Donde se ha aumentado un poco la magnitud de L_D en los dos primeros pasos para disminuir la magnitud de la tasa de variación de frecuencia. Los resultados se muestran en la tabla y gráficamente en la Fig. II-4 que se resume:

PASO	F_{AJUSTE}	F_{DISP}	MARGEN DE FRECUENCIA ENTRE DISPARO Y AJUSTE SUCESIVO
1	59.60	58.72	0.12
2	58.60	57.95	0.05
3	57.90	57.48	0.08
4	57.40	57.21	

se comprueba que hay coordinación entre pasos y que es efectiva ya que el margen de frecuencia entre disparo y ajuste siguiente es mayor que el margen de incertidumbre de operación del relevador (± 0.01 Hz). El paso siguiente es determinar el Area bajo la curva de sobrecarga inicial OL_{INIC} vs L_D y compararla contra el área de la mínima carga a desconectar. La sobrecarga inicial para que la frecuencia se establezca justamente a 59.6 Hz puede ser calculada a partir de la ecuación (5-9), que por convenien

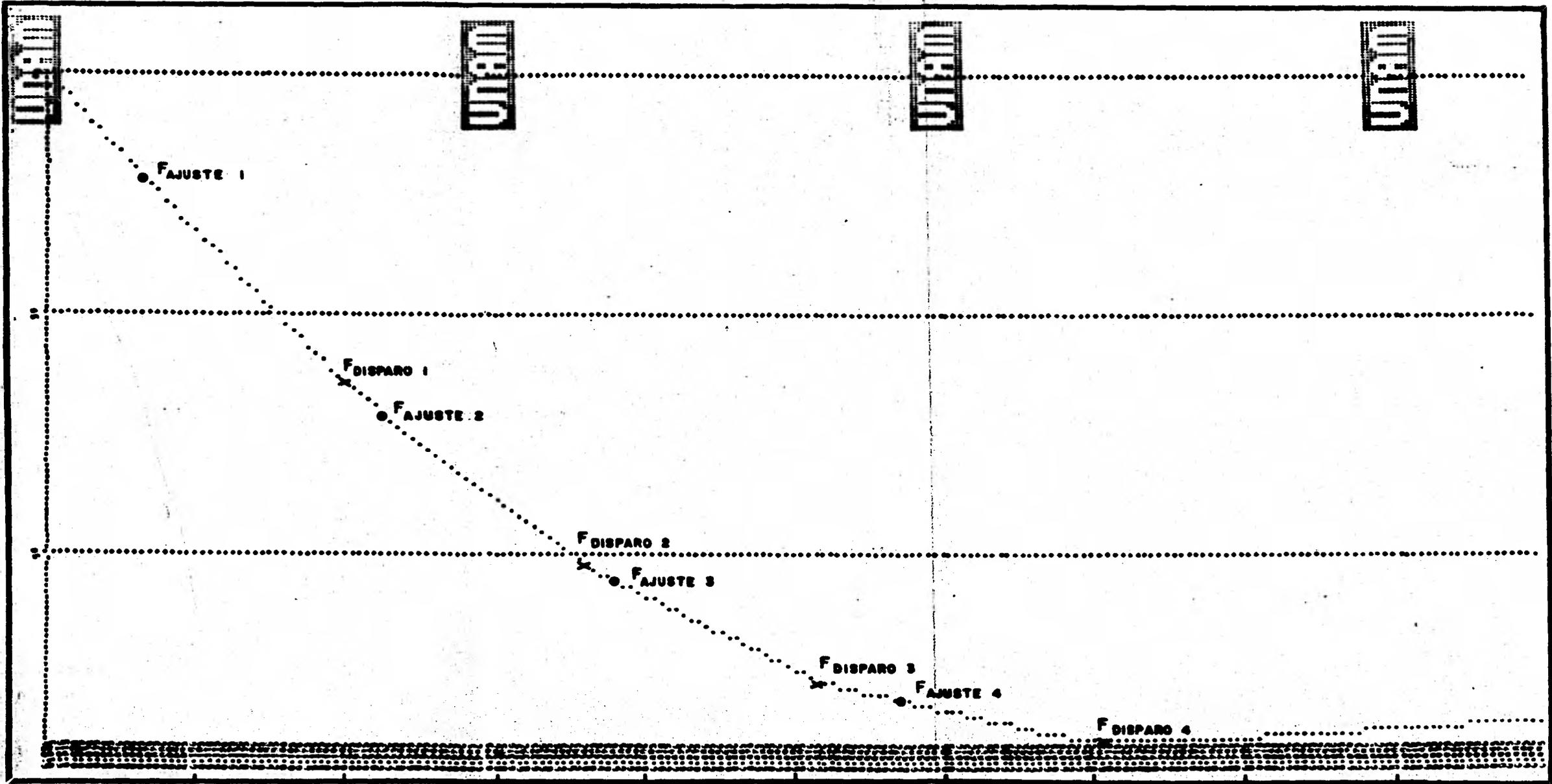


FIG. II-4 Curva Frecuencia-Tiempo segunda seleccion de ajuste de relevadores.

cia se arregla de la forma:

$$OL_{INIC} = \frac{OL_f + L_D}{1 - L_D}$$

entonces:

$$OL_f = \frac{2 \left(1 - \frac{59.6}{60}\right)}{1 - 2 \left(1 - \frac{59.6}{60}\right)} = 0.0135 \text{ y } OL_{INIC} = 1.35 \%$$

para $f = 58.60$

$$OL_{INIC} = \frac{0.0489 + 0.0844}{1 - 0.0844} : OL_{INIC} = 14.56 \%$$

para $f = 57.90$

$$OL_{INIC} = \frac{0.0753 + (0.0844 + 0.11)}{1 - (0.0844 + 0.11)} : OL_{INIC} = 33.47 \%$$

para $f = 57.40$

$$OL_{INIC} = \frac{0.0949 + (0.0844 + 0.11 + 0.12)}{1 - (0.0844 + 0.11 + 0.12)}$$

$$OL_{INIC} = 59.70 \%$$

En la Fig. II-5 se muestran los valores anteriores donde - el área bajo la curva del programa de desconexión es:

$$A = A_1 + A_2 + A_3 + A_4$$

$$\begin{aligned}
 A &= 0.0844 \times (0.1456 - 0.0135) + 0.1944 \times (0.3347 - 0.1456) + \\
 &+ 0.3144 (0.5970 - 0.3347) + 0.4444 (1.0 - 0.5970) = \\
 &= 0.3095
 \end{aligned}$$

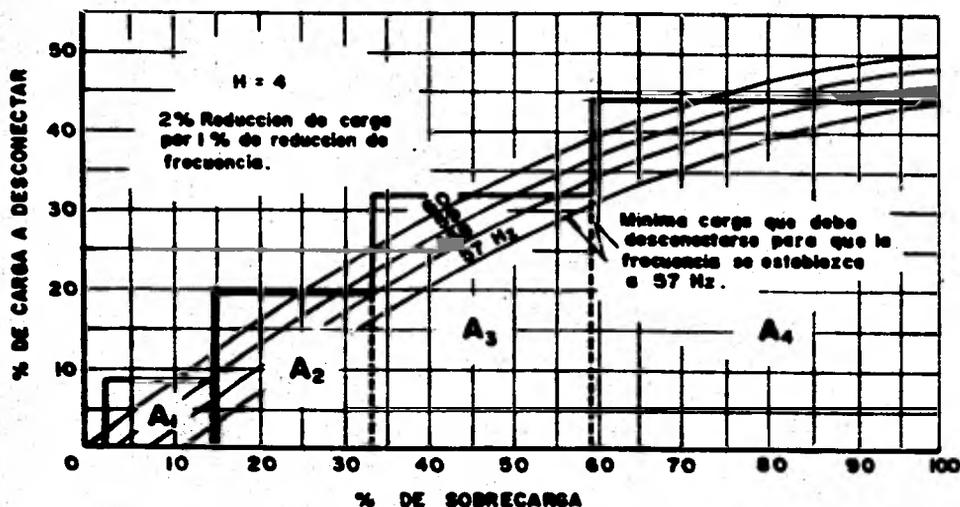


FIG. II - 5 Programa de desconexión de carga a cuatro pasos para proteger un 100% de sobrecarga.
2º INTENTO

El área mínima para que la frecuencia se establezca a --- 57 Hz para la sobrecarga máxima se calcula a partir de la ec. (5-10) y es:

$$OL_f = \frac{2 \left(1 - \frac{57}{60}\right)}{1 - 2 \left(1 - \frac{57}{60}\right)} = 0.1111$$

$$\begin{aligned}
 A_{\min} &= 1.0 - 0.1111 - L_n \frac{2}{1.1111} - 0.1111 L_n \frac{2}{1.1111} = \\
 &= 0.2358
 \end{aligned}$$

La relación de áreas:

$$\text{Rel.} = \frac{A}{A_{\text{min}}} = \frac{0.3095}{0.2358} = 1.3124$$

Tercer intento.

Lo siguiente es optimizar el programa de desconexión; mediante un procedimiento de prueba y error se varían los valores de F_{AJUSTE} y L_D hasta encontrar aquéllos donde el área bajo la curva (A) sea mínima.

Los resultados se muestran a continuación:

PASO	F_{AJUSTE} Hz	L_D s	OL_f pu	OL_{INIC} s
1	59.5	7.00	0.0169	1.69
2	58.5	10.00	0.0526	13.19
3	57.7	13.00	0.0830	30.49
4	57.3	14.44	0.0989	56.99

$$A = 0.3081$$

$$\text{Rel} = 1.3065$$

En la gráfica de la Fig. II-6 se muestran los resultados de la simulación para los valores anteriores de F_{DISP} y L_D ; resumiendo:

PASO	F_{AJUSTE} Hz	F_{DISP} Hz	MARGEN Hz
1	59.50	58.63	0.13
2	58.50	57.84	0.14
3	57.70	57.41	0.11
4	57.30	57.04	-

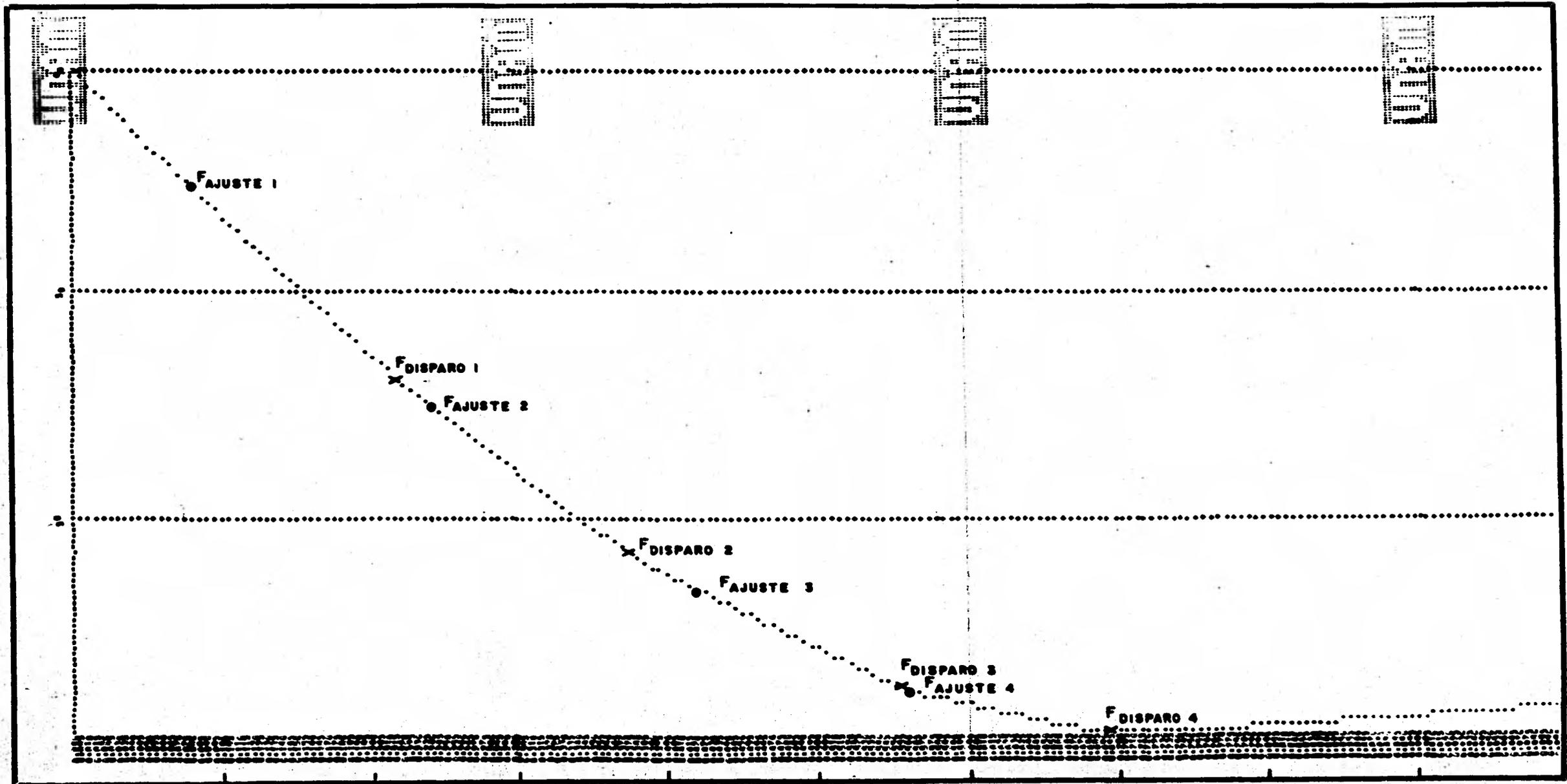


FIG. II-6 Curva Frecuencia-Tiempo tercera seleccion de ajuste de relevadores.

Como puede observarse la coordinación es satisfactoria. La Fig. II-7 muestra el programa de desconexión de carga optimizado.

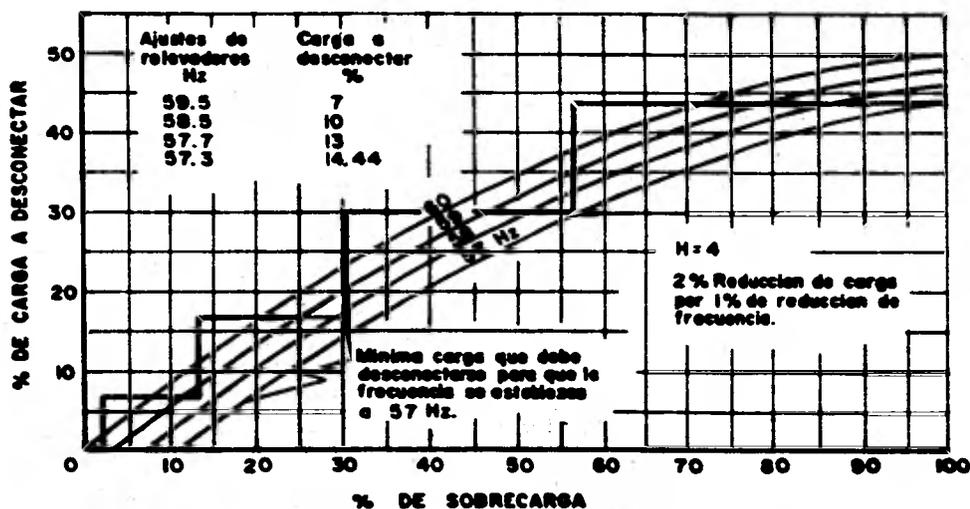


FIG. II - 7 Programa de desconexión de carga a 4 pasos para proteger un 100% de sobrecarga.

3º INTENTO

La fig. II-8 muestra el comportamiento de la frecuencia para diversos valores de sobrecargas iniciales.

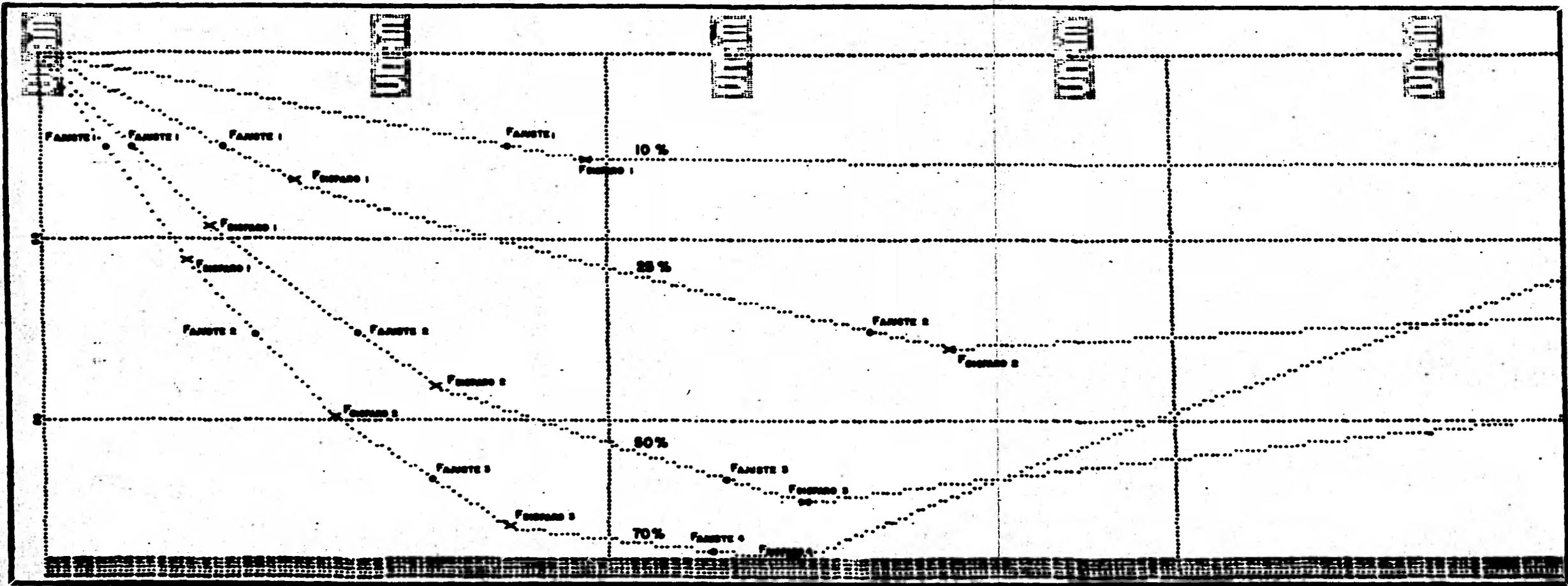


FIG. II-8 Comportamiento de la frecuencia para sobrecargas iniciales del 10, 25, 50 y 70 %.

B I B L I O G R A F I A .

- 1.- ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.
William D. Stevenson
Editorial McGraw-Hill
- 2.- APPLICATION OF UNDERFREQUENCY RELAYS FOR AUTOMATIC
LOAD SHEDDING
H. E. Lokay, V. Burtnyk
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-87, No. 3, March 1968.
- 3.- CONTROL DE FRECUENCIA Y GENERACION
Adolfo García García
El Sistema Central y su operación
- 4.- EFFECT OF LOW FREQUENCY AND LOW VOLTAGE ON THERMAL
PLANT CAPABILITY AND LOAD RELIEF DURING POWER SYSTEM
EMERGENCIES
Symposium IEEE Transactions on Power Apparatus
and Systems
Vol. PAS-73, No. 2 , February 1955.
 - EFFECT OF REDUCED VOLTAGE AND/OR FREQUENCY UPON
STEAM PLANT AUXILIARIES
O.D. Butler, C.J. Swenson
p.p. 1628-1632.
 - THE EFFECT OF FREQUENCY REDUCTION ON PLANT CAPACITY
AND ON SYSTEM OPERATION
H. A. Bauman, G. R. Hahn, C.N. Metcalf
p.p. 1632-1637.
 - THE EFFECT OF FREQUENCY AND VOLTAGE
Richard Holgate
p.p. 1637-1646.
 - APPLICATION AND TEST OF FREQUENCY RELAYS FOR LOAD
SHEDDING
L.L. Fountain, J. L. Blackburn
p.p. 1660-1664.
- 5.- ELECTRIC ENERGY SYSTEMS THEORY: AN INTRODUCTION
O. I. Elgerd
Editorial McGraw-Hill
- 6.- EVOLUCION DEL SECTOR ELECTRICO EN MEXICO
C.F.E.

- 7.- FREQUENCY ACTUATED LOAD SHEDDING AND RESTORATION
IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-89, No. 3 , May 1970.
 - PART I - PHILOSOPHY
R. M. Maliszewsky, R. D. Dunlop, G. L. Wilson
p.p. 1452-1459.
 - PART II - IMPLEMENTATION
S. H. Horowitz, A. Politis, A. F. Gabrielle
p.p. 1460-1468.
- 8.- FREQUENCY RELAYS INSTRUCTIONS
General Electric GEI-30916F
- 9.- FREQUENCY RELAYS
Westinghouse
TYPE CF-1
Descriptive Bulletin 41-500
TYPE KF HIGH-SPEED
Descriptive Bulletin 41-503
TYPE SDF-1 SOLID STATE
Descriptive Bulletin 41-504
- 10.- GERENCIA GENERAL DE OPERACION
CENACE
Núm. 1d15 800117
- 11.- LOAD CONSERVATION BY MEANS OF UNDERFREQUENCY RELAYS
Warren C. New
Power System Protection
General Electric GER2398
- 12.- LOAD-SHEDDING AND FREQUENCY RELAYING
E.A. Udren
Westinghouse
"Silent Sentinels" Cap. 21.
- 13.- LOAD-SHEDDING APPLICATION GUIDE
J. Berdy
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems
- 14.- POWER SYSTEM STABILITY V-I
ELEMENTS OF STABILITY CALCULATIONS
E.W. Kimbark
Editorial John Wiley and Sons
- 15.- PROGRAMA DE TIRO DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA
Operación Sistema 791214
C.L. y F.

- 16.- SYSTEM STABILITY AND OUT-OF-STEP RELAYING
W.A. Elmore
Westinghouse
"Silent Sentinels" Cap. 19.
- 17.- UNDERFREQUENCY PROTECTION OF POWER SYSTEMS
FOR SYSTEMS RELIEF
C. F. Dalziel, E. W. Steinbach
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems
Vol. PAS-78, December 1959.