

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



**Rechazo de Carga por Caída
de Frecuencia**

T E S I S

Para Optar el Título Profesional de
INGENIERO ELECTRICISTA

Jaime Raúl Mendoza Gacón

Promoción 1983:1

Lima - Perú

1985

I N D I C E

	<u>Pág.</u>
INTRODUCCION	007
CAPITULO I.- FUNDAMENTO TEORICO.	
1.1.- Conceptos Básicos.	010
1.2.- Características de la Carga.	012
1.2.1.- Dependencia de la Carga con la Tensión y la Frecuencia.	015
1.2.2.- El Balance de la Potencia Activa y su Efecto sobre la Frecuencia del Sistema.	017
1.3.- Mejoramiento de la Estabilidad de un Sistema de Potencia por medio de Cambios en la Red.	019
1.3.1.- Equilibrio Inicial.	020
1.3.2.- Disturbios Breves y Prolongados.	021
1.3.3.- Clasificación de las Areas.	022
1.3.4.- Principios para la Neutralización de los Disturbios.	023
1.3.5.- Contramedidas.	024
1.3.5.1.- Salida de unidades de generación.	024
1.3.5.2.- Inserción de Condensadores en Serie.	025
1.3.5.3.- Inserción de Condensadores o Reactores Shunt.	026
1.3.5.4.- Frenos Resistivos.	027
1.3.5.5.- Rechazo de Carga.	027
1.4.- Naturaleza de los Estudios de Rechazo de Carga.	028
1.4.1.- Simulación Tipo Máquina Equivalente.	030
1.4.2.- Simulación Tipo Multimáquina.	031
1.5.- Rechazo y Restauración de Carga.	033

1.5.1.- Investigaciones sobre Rechazo de Carga.	034
1.5.2.- Investigaciones sobre Restauración de Carga.	036
1.5.3.- Coordinación entre los Esquemas de Rechazo y Restauración de Carga.	038
1.6.- Programa coordinado adoptado por la A.E.P.	040

CAPITULO II.- PARAMETROS CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO.

2.1.- Parámetros asociados con la Representación del Sistema.	045
2.1.1.- Influencia de la Carga.	046
2.1.2.- La Inercia del Sistema.	048
2.1.3.- El Factor de Reducción de Carga del Sistema.	050
2.1.3.1.- El Efecto de la Tensión.	051
2.1.4.- Influencia de los Reguladores de Velocidad de las Turbinas.	053
2.2.- Parámetros asociados con el Programa de Rechazo de Carga.	055
2.2.1.- Características del Relé de Mínima Frecuencia.	055
2.2.2.- Criterios para el desarrollo del Programa.	057
2.2.3.- Selección de Cargas.	058
2.2.4.- Reducción de Frecuencia Permisible.	059
2.2.5.- Etapas de Rechazo.	060
2.2.6.- Frecuencia de Ajuste.	063
2.2.7.- Retardo de Tiempo.	064

CAPITULO III.- APLICACION DE LA TEORIA A UNA RED REAL.

3.1.- Planteamiento del Problema.	066
3.1.1.- Definición de Area de Control.	067
3.2.- Modelación del Sistema.	068

	<u>Pág.</u>
4.4.- Simulaciones efectuadas en la Red Real.	099
CONCLUSIONES.	102
REFERENCIAS.	106
APENDICES.-	
- APENDICE 1	Diagrama de Bloques para una Representación Simplificada de un Sistema de Control de un Regulador de Velocidad.
- APENDICE 2	Esquema del Programa de Rechazo de Carga.
- APENDICE 3	Variabes Fortran que intervienen en el Programa Fuente.
- APENDICE 4	Diagrama de Flujo del Programa de Rechazo de Carga. - Apéndice 4.1.: Diagrama de Flujo detallado del Cálculo de la Variación de Frecuencia. - Apéndice 4.2 : Diagrama de Flujo detallado de la simulación del funcionamiento de los relés de mínima frecuencia .
- APENDICE 5	Red Real - Cargas y Generación .
- APENDICE 6	Modelo de Datos de Entrada .
- APENDICE 7	Comprende los siguientes listados: - Apéndice 7.1 Simulación N.º 1 (resultados). - Apéndice 7.2 Simulación N.º 2 (resultados). - Apéndice 7.3.: Simulación N.º 3 (resultados). - Apéndice 7.4 Simulación N.º 4 (resultados). - Apéndice 7.5 Simulación N.º 5 (resultados). - Apéndice 7.6.: Simulación N.º 6 (resultados). - Apéndice 7.7 Simulación N.º 7 (resultados).
- APENDICE 8	Datos Técnicos del Relé de Frecuencia BBC tipo FCX 103b .

3.3.- Modelación de los Componentes.	070
3.3.1.- Generadores.	070
3.3.2.- Reguladores de las Turbinas.	073
3.3.3.- Cargas.	076
3.3.3.1.- Efecto del Rechazo de Carga.	077
3.3.4.- Sobrecarga Inicial y Ecuación de Movimiento.	078
3.3.5.- Relés de Frecuencia.	079
CAPITULO IV.- PROGRAMA DE RECHAZO DE CARGA.	
4.1.- Partes del Programa.	081
4.1.1.- Inicialización y Lectura de Datos.	081
4.1.2.- Cálculo de los Parámetros del Gene- rador y Turbina Equivalentes - Cál- culo de la Sobrecarga Inicial.	082
4.1.3.- Parámetros del Listado y del Gráfico.	084
4.1.4.- Cálculo de la Variación de Frecuencia DF.	084
4.1.5.- Simulación del Funcionamiento de los Relés de Mínima Frecuencia .	086
4.1.6.- Formato de Impresión de Frecuencia Vs. Tiempo.	088
4.1.7.- Formato de Impresión de los Tiempos de Rechazo.	088
4.2.- Esquema de Bloques y Diagrama de Flujo.	089
4.3.- Formato de Tarjetas de Datos.	089
4.3.1.- Tarjetas de Parámetros Característi- cos de la Simulación.	090
4.3.2.- Tarjetas para Bloques de Generadores.	093
4.3.3.- Tarjetas para Bloques de Carga.	095
4.3.4.- Modelo de Entrada de Datos.	097

R E S U M E N

La presente tesis se basa en el desarrollo de un Programa de Rechazo de Carga por caída de frecuencia en el cual se evalúa el comportamiento de la frecuencia promedio del sistema para porcentajes grandes de sobrecarga inicial, con el objetivo de ajustar los relés de mínima frecuencia instalados en un sistema de potencia.

El contenido del estudio ha sido elaborado tomando en cuenta el siguiente ordenamiento:

En el Capítulo I se analizan los conceptos básicos sobre rechazo y restauración de carga como medios de aliviar la caída de frecuencia y retornar al sistema a un nivel de operación aceptable. Se analizan además otros medios para mejorar la estabilidad de un sistema después de producido un desbalance entre la carga y la generación; se incluye también un ejemplo del programa coordinado para el control de la frecuencia de operación de la "American Electric Power" .

En el Capítulo II se describen los parámetros que intervienen en un estudio de rechazo de carga, tanto los parámetros relacionados con la representación del sistema como aquellos asociados con el programa mismo de rechazo de carga, analizando su influencia en el comportamiento de la frecuencia .

En el Capítulo III se presenta la aplicación de la teoría a una Red Real tomando en cuenta la modelación del sistema y de sus componentes para la simulación del Programa de Rechazo .

En el Capítulo IV se hace una descripción pormenorizada del Programa Computarizado de Rechazo de Carga, sus alcances, contenido y partes importantes del programa fuente. Además, se examinan un buen número de simulaciones efectuadas sobre la "Red Real" con respecto a las cantidades posibles de pérdida de generación en el sistema y el comportamiento de la frecuencia promedio para los ajustes propuestos en el modelo.

Por último, las observaciones tienen como objetivo mostrar la importancia y flexibilidad que presenta el Programa para la optimización y verificación de los ajustes en los relés de frecuencia con el fin de asegurar la confiabilidad de operación del sistema bajo cualquier condición de subfrecuencia .

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

Un problema importante en los sistemas de potencia actualmente lo constituye la confiabilidad de operación de los sistemas de protección cuando se produce "una pérdida de generación grande" lo cual origina una situación de emergencia de cuya magnitud depende la capacidad del sistema para soportar la condición de desbalance ocasionada por el disturbio .

Una característica de importancia en este caso es la caída de la frecuencia del sistema. Por las ventajas que presenta el empleo de relés de mínima frecuencia es que se considera su instalación en las redes de potencia grandes como recurso de respaldo en la protección del sistema .

OBJETIVO

El objetivo principal del presente trabajo es el diseño de un Programa de Computador adecuado que proporcione los datos necesarios para el ajuste de los relés de mínima frecuencia instalados en una red de potencia. En base a esto se han determinado las consideraciones posibles y la modelación de los componentes de un sistema, conjuntamente con las características de operación de los relés, con el fin de evaluar su influencia en proporción a la adecuada elaboración del programa .

El rechazo de bloques de carga de acuerdo a una frecuencia de ajuste y con un retardo de tiempo intencional permite contrarrestar la caída de la frecuencia originada por la pérdida de generación, y elevarla de ser posible a un valor normal de operación .

El seleccionar adecuadamente los bloques de carga a rechazar, los puntos de ajuste de la frecuencia, el número de etapas de rechazo y el retardo de tiempo intencional para los relés de frecuencia permitirá al programa, en base a sus resultados, evaluar la combinación más óptima posible de los parámetros mencionados .

ALCANCES

Mediante la simulación de las diferentes magnitudes de disturbios que se puedan producir en un sistema, con modelos comprensivos de máquinas primas, generadores y relés de frecuencia, tomando en cuenta además la variación de ajustes posibles, se podrá tener un amplio programa a fin de establecer y fijar los ajustes óptimos para su aplicación. Esto significa que una vez seleccionados los ajustes de los relés, es necesario verificar que además de proteger al sistema de la máxima sobrecarga posible rechazando el número de bloques de carga adecuado, es vitalmente importante también evitar el rechazo de carga innecesario para sobrecargas más pequeñas .

El Programa de Rechazo de Carga elaborado para Computador, simula el funcionamiento de relés de frecuencia BBC tipo FCX 103b, por ser este tipo de relés los más completos debido a sus características técnicas y de operación. Es necesario sin embargo observar que es posible simular el funcionamiento de otros tipos de relés de frecuencia con el mismo programa, como se vera más adelante, en base a la adecuación de sus características en comparación con el relé básico mencionado .

C A P I T U L O I

F U N D A M E N T O T E O R I C O

1.1.- CONCEPTOS BASICOS

El primer objetivo del análisis de estabilidad, en el diseño y operación del sistema, es el evitar los seccionamientos o separaciones en los sistemas grandes de transmisión de potencia. Cualquier sistema sin embargo se verá perturbado cuando sea objeto de un esfuerzo bastante severo, y es necesario por lo tanto preveer esta eventualidad .

El problema fundamental en las "islas de potencia" (áreas con una generación y una carga independientes que están unidas por medio de líneas de enlace dentro de un sistema interconectado) lo constituye cualquier desbalance repentino entre la carga y la generación. Cualquier exceso de generación causará una elevación de la frecuencia en la isla, mientras que cualquier exceso de carga causará una disminución de la frecuencia. Pueden haber también otros problemas tal como sobrecarga de las líneas o tensiones fuera de su valor nominal .

Cuando existe un pequeño exceso en la generación, la elevación final de la frecuencia será pequeña. Los sistemas reguladores de la máquina prima reaccionan a la sobrevelocidad y reducen la potencia de salida de la turbina. Típicamente, un exceso de generación inicial

del 20% en la isla causará una sobrevelocidad sostenida del 1%. También habrá alguna variación en la carga con la frecuencia, de tal modo que algo del desbalance inicial desaparecerá debido a la desviación de la frecuencia. Si el exceso de generación es una fracción bastante alta de la generación total en la isla, puede tomar lugar la protección por sobrevelocidad en los turbogeneradores de manera individual. Esto puede comprometer la desconexión de los generadores de la red de transmisión. De esta manera, es concebible que un exceso de generación pueda conducir rápidamente a un exceso de carga y tal vez al colapso de la isla de potencia. Intuitivamente, no es probable que las islas de potencia grandes tengan excesos iniciales de enormes proporciones ya sea de carga o generación .

Cuando existe un pequeño exceso inicial en la carga de una isla de potencia, los sistemas reguladores reaccionan a la disminución de la frecuencia incrementando la potencia de salida de la máquina prima. El rápido incremento de carga puede ser limitado automáticamente por los sistemas de control de la regulación, los cuales no necesariamente ocasionan un balance entre la carga y la generación. La carga disminuye inherentemente con la frecuencia, de modo que se puede conseguir a la larga una frecuencia estable. Sin embargo esta no es una situación de operación aceptable .

Las islas de potencia sobrecargadas están caracterizadas por frecuencias por debajo del valor nominal y corrientes más altas de lo normal, al menos en algunos generadores y elementos de transmisión, y por tensiones más bajas de lo normal al menos en algunas barras. Los generadores pueden verse sujetos a esfuerzos térmicos en los devanados debido a baja tensión en terminales ó alta en

el campo, o ambos. Los transformadores y las líneas pueden verse forzados térmicamente, mientras que las bajas tensiones, altas corrientes y la baja frecuencia pueden hacer que los relés de protección alcancen su punto de operación. En esta situación, cualquier incidente que fuerze la salida de servicio de alguna facilidad de la red, tiende a aumentar el esfuerzo en otra parte y precipita la ocurrencia de una siguiente salida forzada.

El uso de relés de mínima frecuencia para reducir la sobrecarga, desconectando circuitos previamente seleccionados, proporciona un medio para lograr el balance de la potencia en sistemas de potencia aislados.

1.2.- CARACTERISTICAS DE LA CARGA

Generalmente, el término carga se refiere a un artefacto o una conglomeración de artefactos que absorben energía de la red. En una situación práctica los artefactos de carga pueden variar desde una lámpara nocturna de unos pocos vatios hasta un motor de inducción de varios megavatios. El sistema de potencia, si está convenientemente diseñado, será capaz de abastecer de energía a todos ellos. Es posible dividir los diferentes artefactos de carga que se pueden encontrar dentro de las siguientes categorías

- 1) Artefactos Motores (incluyendo los estacionarios de tipo industrial, y los portátiles para equipos de transporte, p. ej. trenes, etc.).
- 2) Equipo de Cargas Pasivas .
- 3) Una gran variedad de dispositivos electrónicos.
- 4) Equipo de iluminación.

Desde un punto de vista eléctrico la gran cantidad de artefactos se caracterizan por marcadas diferencias de acuerdo a :

- Tamaño.
- Simetría (monofásica o trifásica).
- Constancia de la carga (con respecto al tiempo, la frecuencia y la tensión).
- Ciclo de uso (uso regular o aleatorio).

Por ejemplo, las cargas industriales pueden tener pocas o ninguna semejanza con las cargas domésticas al respecto de las características de arriba. Un cierto tipo de carga industrial puede estar conformada en 95% de motores trifásicos grandes con considerable constancia de la carga y ciclo de trabajo predecible (de 8am. a 5pm.). Una carga doméstica típica, por el contrario puede constituirse mayormente de artefactos monofásicos operados de manera aleatoria por las amas de casa. Para poner en orden tal panorama, las leyes de las estadísticas están del lado de los ingenieros de sistemas de potencia. Mientras que las cargas individuales pueden ser completamente de carácter aleatorio, se puede reconocer un cierto modelo promedio de carga ya a nivel de los transformadores de distribución. En el nivel de la subtransmisión, este efecto promedio es todavía más pronunciado. Finalmente, en el nivel de la transmisión se llega a una situación prácticamente predecible.

Para ser justos, se debe admitir que los ingenieros del sistema ayudan a las leyes de la estadística a trabajar a su manera. Por ejemplo, en el nivel de distribución siempre se distribuye por diseño las cargas monofásicas entre las tres fases .

En resumen, se dan las siguientes reglas que caracterizan a las cargas típicas del sistema :

- 1.- Aunque individualmente de tipo aleatorio, las cargas concentradas o compuestas que se encuentran en los

niveles de subtransmisión o transmisión son de carácter altamente muy predecible.

- 2.- Estas cargas concentradas varían en un esquema o modelo predecible con el tiempo. En general, hay una variación considerable, no sólo a través de las horas del día, sino también entre días de la semana y domingos y feriados y también entre las diferentes estaciones del año.
- 3.- Aunque las cargas son variables con el tiempo, las variaciones son relativamente lentas. De minuto a minuto se tiene una carga casi constante. Un minuto es un período de tiempo largo comparado con las constantes de tiempo eléctricas del sistema de potencia, y esto permite que se considere al sistema como operando en estado estable -un estado estable que lentamente se desplaza a través de las horas del día (operación "cuasi-estática").
- 4.- La carga típica siempre consume potencia reactiva. La razón para esto es que la carga motor es un ingrediente importante (actualmente el más importante) en la mayoría de los casos. Los motores son siempre inductivos (con excepción de las máquinas síncronas sobre excitadas).
- 5.- La carga típica es siempre simétrica. En el caso de motores grandes (más grandes que unos cuantos caballos-fuerza), la simetría es automática puesto que estos son diseñados siempre para la operación trifásica de tipo balanceada. En el caso de artefactos monofásicos, la simetría se obtiene por la distribución intencional entre fases y por efectos estadísticos. En otras palabras, asumir la simetría entre las fases del sistema presupone que la carga, cualquiera que ésta sea, es distribuida igualmente entre las 3 fases.

1.2.1.- Dependencia de la carga con la tensión y la frecuencia.-

Es necesario en ciertos estudios del sistema saber cómo varían las cargas de las barras con la frecuencia y la tensión. Si la carga consiste de una impedancia es simple encontrar estas relaciones analíticamente. Por ejemplo, considerando una carga RL serie tenemos :

$$P + jQ = |V|^2 Y^*$$

de donde se obtienen las siguientes fórmulas :

$$P = \frac{R |V|^2}{R^2 + (2\pi fL)^2} \quad , \quad Q = \frac{2\pi fL |V|^2}{R^2 + (2\pi fL)^2}$$

Las fórmulas halladas revelan que ambos P y Q se incrementan con el cuadrado de la magnitud de la tensión, una característica propia de todas las cargas tipo impedancia pasiva.

Las fórmulas además indican que P disminuye pero Q aumenta con el aumento de la frecuencia, de lo que se pueden deducir las siguientes funciones :

$$P = P (f, |V|) \quad , \quad Q = Q (f, |V|)$$

Las cargas compuestas, que constituyen la vasta mayoría de cargas reales, también varían con la tensión y la frecuencia, y pueden por lo tanto ser escritas en forma similar a las funciones arriba mencionadas. Sin embargo, para este tipo de carga las relaciones funcionales no pueden encontrarse analíticamente. Lo mejor que se puede esperar en una situación

práctica es estimar, medir, o por algún método empírico, encontrar la dependencia de la tensión y de la frecuencia.

En las situaciones prácticas, vemos que los cambios ΔP y ΔQ en las cargas se producen por cambios relativamente pequeños Δf y ΔV en la frecuencia y la tensión, de lo que resulta :

$$\Delta P \cong \frac{\partial P}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial P}{\partial |V|} \Delta |V|$$
$$\Delta Q \cong \frac{\partial Q}{\partial f} \Delta f + \frac{\partial Q}{\partial |V|} \Delta |V|$$

Las cuatro derivadas parciales en estas expresiones no pueden ser determinadas analíticamente para las cargas compuestas; deben encontrarse en forma empírica. Estas derivadas parciales juegan el papel de parámetros de carga los cuales describen completamente la naturaleza de la carga alrededor de los niveles nominales de tensión y frecuencia. Estos además varían ampliamente con el carácter físico de la carga. Por ejemplo, una carga compuesta principalmente de motores de inducción tiene parámetros muy diferentes comparados con los de una carga del tipo Pasivo .

En base a estudios, se define una "carga promedio" como aquella con la siguiente composición aproximada:

Motores de Inducción , 60% .
Motores Síncronos , 20% .
Otros "ingredientes" , 20% .

Tal tipo de carga tendría los siguientes parámetros aproximados :

$$\frac{\partial P}{\partial |v|} \cong 1.0 \quad , \quad \frac{\partial Q}{\partial |v|} \cong 1.3 \quad , \quad \frac{\partial P}{\partial f} \cong 1.0$$

($\partial Q / \partial f$ no es medible fácilmente y es de menor importancia práctica).

De lo anterior se deducen las siguientes observaciones importantes:

- i) Una carga compuesta está caracterizada por una dependencia de la tensión mucho menor que la carga impedancia, de tipo pasivo.
- ii) Mientras que una carga pasiva R - L , de acuerdo con las primeras ecuaciones, disminuye su consumo de potencia activa con el aumento de la frecuencia, una carga compuesta por el contrario lo aumentará. Esto es debido a la predominancia de motores, los cuales siempre experimentan un aumento en la carga cuando la frecuencia (y la velocidad) aumenta.

1.2.2.- El Balance de la Potencia Activa y su Efecto sobre la Frecuencia del Sistema.-

Hay al menos tres buenas razones por las cuales deben mantenerse las fluctuaciones de la frecuencia del sistema dentro de límites estrictos :

- I .- La mayoría de motores ac corren a velocidades que están relacionadas directamente con la frecuencia.
- II .- Se usan un buen número de mecanismos de reloj operados eléctricamente. Estos son accionados por motores síncronos, y la precisión de estos mecanismos de reloj

es función no sólo del error de la frecuencia sino realmente de la integral de este error.

III.- La operación de un sistema de potencia en su totalidad puede ser mucho mejor controlada si se mantiene el error de frecuencia dentro de los límites formales.

La primera de las razones arriba mencionadas no pone límites particularmente estrictos a las oscilaciones de frecuencia. La vasta mayoría de motores ac probablemente no serán sensibles a fluctuaciones de la frecuencia del orden de 60 ± 2 HZ.

La segunda y tercera razones son las importantes realmente. Es un hecho que las desviaciones inusuales de la frecuencia indican que algo anda mal con el sistema. Es por tanto necesario examinar las razones por las que la frecuencia tiende a variar.

La frecuencia está íntimamente relacionada al balance de la potencia activa a través de toda la red. Bajo condiciones normales de operación los generadores del sistema corren sincrónicamente y generan juntos la potencia que en cada momento está siendo absorbida por todas las cargas, más las pérdidas de la transmisión. Las últimas consisten principalmente de las pérdidas óhmicas en los diversos componentes de la transmisión, de las pérdidas corona en las líneas, y de las pérdidas en el núcleo de los transformadores y generadores. La energía es transmitida a la velocidad de la luz y puesto que no es almacenada en ninguna parte del sistema, se concluye por lo tanto que "la proporción de la producción de energía debe igualar a la proporción del

consumo (más las pérdidas)". El desbalance entre estas energías, originado por un disturbio repentino en el sistema, producirá una variación en la frecuencia del sistema, la cual originará a su vez la acción de los sistemas de control apoyados por las características de la red, para reestablecer la frecuencia a su valor nominal.

De lo expuesto, se puede llegar finalmente a una conclusión importante: " En tanto que la frecuencia constituya un indicador sensible del balance de energía del sistema, ésta debe ser usada como un factor sensor en el control del sistema, cuya función debe ser proveer el balance de la manera más rápida y automáticamente posible ".

1.3.- MEJORAMIENTO DE LA ESTABILIDAD DE UN SISTEMA DE POTENCIA POR MEDIO DE CAMBIOS EN LA RED

Las consideraciones sobre la estabilidad han sido reconocidas como una parte esencial en el planeamiento de los sistemas de potencia por mucho tiempo. El comportamiento de la estabilidad de un gran sistema de potencia es difícil de predecir. El tamaño en sí mismo es ya una complicación. Los grandes sistemas están sujetos a un amplio rango de condiciones de operación, dependiendo del nivel de carga y la disponibilidad del equipo, y pueden por consiguiente sufrir una variedad ilimitada de disturbios que involucran fallas, pérdida de generación, pérdida de facilidades de transmisión, y pérdida de carga.

Los cambios en la red, tales como "frenos" resistivos shunt, desconexión de generadores o carga, e inserción de condensadores en serie, cada uno realizado bajo un adecuado control, pueden contrarrestar otros cambios repentinos e indeseados en la red (cortocircuitos o pérdida accidental de

cargas o generación) los cuales amenazan la estabilidad de las líneas de enlace, y por consiguiente del sistema.

1.3.1.- Equilibrio Inicial.-

Durante la operación de estado estable de un sistema de potencia hay equilibrio entre la potencia de entrada mecánica de cada generador, y la suma de las pérdidas y la potencia eléctrica de salida de ese generador. Un equilibrio similar existe para cada planta generadora, para cada área, y para el sistema de potencia completo.

Este equilibrio es destruído por un disturbio. Un cortocircuito cerca de una planta de generación disminuye grandemente la potencia eléctrica de salida de la planta e incrementa sus pérdidas, pero no tiene efecto inmediato en la entrada mecánica. El exceso de la entrada sobre las pérdidas y la salida (llamado potencia acelerante) incide en el incremento de la energía cinética de las unidades de generación en la planta. Similarmente, el exceso de la salida y las pérdidas sobre la entrada (potencia desacelerante) disminuye la energía cinética.

El desequilibrio de la potencia puede ocurrir como resultado de un cambio de entrada mecánica o de un cambio de salida eléctrica. Sin embargo, desde un punto de vista práctico, es obvio que los cambios en la salida eléctrica pueden ocurrir casi instantáneamente debido a cambios en la red, mientras que la potencia mecánica no puede cambiar casi tan rápido. Un cortocircuito o un circuito abierto podrían causar que la salida eléctrica cambie instantáneamente de la plena carga nominal a cero, mientras que un cambio de cantidad igual en la entrada mecánica requeriría al menos

unos pocos segundos. Aunque un cambio repentino en la salida debería ser contrarrestado en forma inmediata por un cambio repentino en la entrada de igual cantidad, esto no puede hacerse siempre en la práctica lo suficientemente rápido como para prevenir la inestabilidad. Este hecho sugiere que, después que un desequilibrio ha sido causado por un cambio repentino en la red, éste debe ser contrarrestado por otro cambio repentino en la red. El segundo cambio repentino puede dejarse sin efecto cuando la necesidad haya desaparecido, ya sea por el reajuste más lento de la entrada mecánica o por la desaparición del primer cambio en la red.

1.3.2.- Disturbios Breves y Prolongados.-

Algunos disturbios producen una breve falta de equilibrio, durando típicamente una fracción un segundo, por ejemplo, un cortocircuito despejado en tiempo normal. Una falla semejante cerca a una planta de generación acelera los generadores. Esto puede ser contrarrestado por una corta aplicación de un freno shunt resistivo situado en la planta de generación. El tiempo de aplicación del freno no necesita ser igual a la duración de la falla, pero la energía absorbida por el freno debería ser igual o algo más grande que el exceso de energía cinética de los generadores.

Otro tipo de disturbios produce un desequilibrio sostenido, por ejemplo, la pérdida de una carga grande. La contramedida debería del mismo modo ser sostenida y, en el caso de la pérdida de una carga grande es lógicamente la desconexión de una cantidad de generación igual a la carga perdida.

En el último ejemplo, la aplicación prolongada de un freno resistivo sería efectivo, pero no sería económico proveerse de resistencias de funciona-

miento de tiempo prolongado. En el primer ejemplo, la aplicación de la salida de un generador sería inapropiada a menos que pudiera reintegrarse al servicio rápidamente y con la regulación conveniente.

1.3.3.- Clasificación de las Areas.-

La Fig. 1 (a) muestra un sistema de potencia de dos áreas interconectadas. La cabeza de la flecha muestra la dirección del flujo de potencia en el enlace, y el número indica la cantidad del flujo de potencia en megavatios. El área A es el área de envío y el área B, el área de recepción.

La Fig. 1 (b) muestra un sistema de potencia de cuatro áreas interconectadas. El área A es claramente un área de envío y D un área de recepción, pero B y C ambas envían y reciben. Estas pueden designarse entonces de acuerdo al flujo neto de salida o de entrada; así B es predominantemente un área receptora y C un área de envío. Los términos "exportación" e "importación" pueden ser usados en lugar de envío y recepción respectivamente.

Un cortocircuito en un enlace reduce el flujo de potencia en ese enlace. El área en el extremo de envío de ese enlace se convierte en un área con exceso de generación, y el área en el extremo receptor se convierte en un área con generación deficiente. Similarmente, la pérdida de generación en un área produciría una deficiencia de generación en esa área, y la pérdida de una carga resultaría en un exceso de generación. Las áreas con exceso de generación se aceleran y aquellas con deficiencia de generación se desaceleran.

1.3.4.- Principios para la Neutralización de los Disturbios.-

Un breve disturbio debería ser neutralizado por una breve contramedida. Un disturbio prolongado debería ser neutralizado por una contramedida prolongada. Un disturbio en una área dada debería por lo tanto ser neutralizado por una contramedida en la misma área.

Un disturbio en un enlace debería ser neutralizado preferiblemente por una contramedida en ese enlace, o alternativamente por contramedidas en las áreas de los dos extremos de ese enlace. Aunque una contramedida en un extremo sólo ayudaría a mantener la estabilidad, ella causaría también una desviación en la frecuencia promedio del sistema y permitiría que el disturbio afectara a otras áreas, más que si las contramedidas fueran tomadas en ambos extremos.

Por ejemplo, un cortocircuito en el enlace AD de la Fig. 1 (b) seguido por su despeje y exitoso recierre podría ser neutralizado por una breve aplicación del "freno" en el área A. El esfuerzo en el enlace AD es reducido por este freno. Sin embargo, el área D está con deficiencia de potencia durante la falla y cae su frecuencia causando de este modo que el flujo de potencia de las áreas B y C al área D se incrementa. Además, el sistema como un todo está con potencia deficiente y en el extremo su frecuencia se hace subnormal. Sería mejor no sólo "frenar" en el área A sino también rechazar alguna carga brevemente en el área D para mantener la frecuencia normal en esta área y evitar la propagación del disturbio a las áreas B y C.

1.3.5.- Contramedidas.-

Para mejorar la estabilidad de un sistema bajo un disturbio se pueden llevar a cabo acciones (contramedidas) poco usadas, de las cuales se analizarán a continuación algunas de las más importantes con el fin de tener una imagen más amplia de su empleo y coordinación de acuerdo con la naturaleza y situación del disturbio.

1.3.5.1.- Salida de unidades de Generación.- El mejor uso de la salida de servicio de un generador es, en un área de envío para contrarrestar la pérdida de una carga grande en esa área. La pérdida de carga eleva la línea de carga, mientras que la salida del generador la baja. La cantidad de generación removida debe igualar aproximadamente la cantidad de carga perdida.

Un análisis de las oscilaciones transitorias está basado en la Fig. 2. La operación inicial está en C_1 , la intersección de L_1 y S . La pérdida de una carga grande eleva la línea de carga a L_2 . Obviamente el sistema sería inestable si no se tomara ninguna medida. El ángulo δ se incrementa. Sale de servicio la unidad de generación tan pronto como sea posible, bajando la línea de carga a L_3 . El ángulo en este momento es δ_1 . El exceso de energía cinética de los generadores restantes es entonces proporcional al área positiva A_1 entre S y L_2 . Estos generadores continúan oscilando hasta que el área negativa A_2 iguale al área positiva A_1 . La desviación de velocidad es entonces cero pero inmediatamente se hace negativa, y los generadores oscilan hacia δ_3 donde $A_2 + A_3 + A_4 = 0$. En ausencia

de amortiguamiento los generadores restantes seguirán oscilando entre δ_2 y δ_3 . Sin embargo, existe un torque de amortiguamiento el cual hace que los generadores descansen finalmente en C_2 , la intersección de L_3 y S .

La salida de un generador es usada como un sustituto barato del "freno" resistivo, como una contramedida para los cortocircuitos en el sistema de envío, pero no es una medida muy precisa para la detención del ángulo δ , como lo son otras de mayor costo.

1.3.5.2.- Inserción de Condensadores en Serie.-

- a) Para Falla en un enlace ac : Suponiendo que ocurra un cortocircuito en el punto X en un circuito de dos líneas paralelas del enlace ac de la Fig. 3 (a) y que ésta es despejada sin recierre. Los diagramas potencia-ángulo que se muestran en las Figs. 3 (b) y (c) nos ayudan a visualizar el proceso.

En la Fig. 3 (b) la operación inicial es en el punto C, la intersección de la línea de carga L_1 y la curva sinusoidal S_1 que pertenece al sistema intacto. La ocurrencia del cortocircuito rebaja la curva sinusoidal a S_2 . La apertura de la línea bajo falla la eleva a S_3 . El límite de estabilidad transitoria es encontrado ajustando la altura de L_1 para la igualdad de las áreas A_1 y A_2 , mientras simultáneamente se ajusta el ángulo de despeje δ_1 conforme a un tiempo fijo de despeje y una aceleración variable.

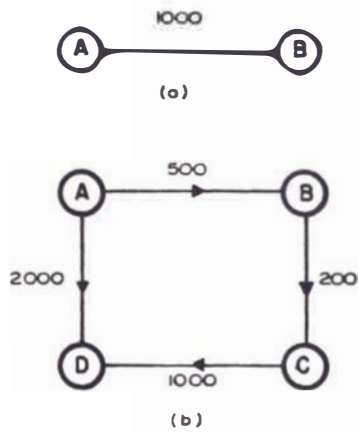


FIG 1.- SISTEMAS DE AREAS INTERCONECTADAS
 (a) DOS AREAS (b) CUATRO AREAS

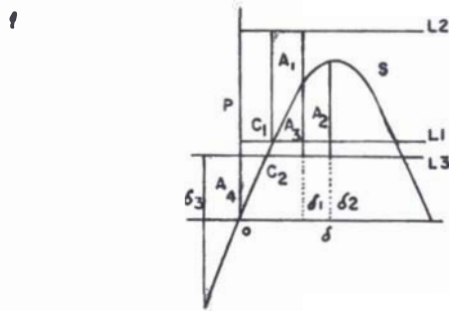


FIG2.- ANALISIS DE IGUALDAD DE AREA PARA LA SALIDA DE SERVICIO DE UN GENERADOR

- L1 LINEA DE CARGA INICIAL
- L2 LINEA DE CARGA DESPUES DE LA PERDIDA DE UNA CARGA GRANDE
- L3 LINEA DE CARGA DESPUES DE LA PERDIDA DE CARGA Y SALIDA DE UN GENERADOR

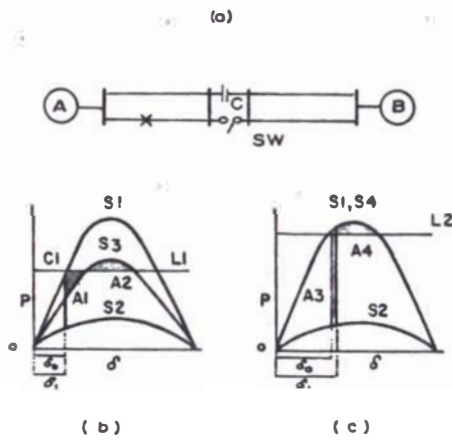


FIG 3.- S1 TODAS LAS LINEAS EN SERVICIO
 S2 CORTOCIRCUITO EN UNA LINEA
 S3 SECCION FALLADA DESCONECTADA
 S4 SECCION FALLADA DESCONECTADA Y CONDENSADOR C INSERTADO

- (a) ENLACE ac DE DOBLE CIRCUITO
- (b) DIAGRAMA DE AREA SIN LA INSERCIÓN DEL CONDENSADOR EN SERIE
- (c) DIAGRAMA DE AREA CON CONDENSADOR EN SERIE INSERTADO PARA FALLA DESPEJADA SIN RECIERRE.

La Fig. 3 (c) muestra el efecto de insertar un condensador en serie dimensionado para dar la misma reactancia de transferencia entre las áreas A y B como aquella dada para el sistema intacto, y por lo tanto dar la curva sinusoidal S_4 coincidente con S_1 . El condensador es insertado en el instante de apertura del circuito. La línea L_2 es ajustada para la igualdad de las áreas A_3 y A_4 , y es más alta que L_1 , lo que indica un límite más alto de estabilidad transitoria.

b) Para Amortiguamiento Los condensadores en serie en un enlace pueden ser usados para amortiguar las oscilaciones. Los condensadores usados para este propósito deben insertarse mientras las áreas en los dos extremos del enlace estén oscilando aisladamente y deben ser puenteados mientras las dos áreas estén oscilando de una hacia otra.

Este método de amortiguamiento debería ser limitado al amortiguamiento rápido de oscilaciones de gran amplitud. Las señales suplementarias de velocidad para los reguladores de la tensión del generador parecen ser una manera más económica de prevenir que las pequeñas oscilaciones crezcan.

1.3.5.3.- Inserción de Condensadores o Reactores Shunt.- Por medio de una transformación de T a Pi se puede demostrar que la inser-

ción de un condensador shunt en el medio de un enlace ac o la desconexión de un reactor shunt del mismo lugar, es equivalente a la inserción de un condensador en serie. Los condensadores en serie son preferibles a menos que los elementos shunt se requieran para otro propósito como es generalmente el control de la tensión.

1.3.5.4.- Frenos Resistivos.- Uno de los dispositivos más útiles es un banco de resistencias localizado cerca de una planta de generación grande en un área de envío y conectado en shunt con la barra trifásica a través de un interruptor adecuado que esté normalmente abierto. Un cortocircuito en la barra o en cualquiera de las líneas cercanas a la barra eleva la línea de carga y acelera a los generadores. Un dispositivo de control adecuado detecta el incremento de la energía cinética que excede un valor umbral adecuado e inicia el cierre del interruptor para conectar las resistencias. Después de esto, la línea de carga cae otra vez, preferiblemente a una altura ligeramente por debajo de su valor original.

La aplicación de un freno tiende a hacer caer la tensión (la potencia tomada por el banco varía con el cuadrado de la tensión), y esto se puede prevenir usando condensadores en paralelo con las resistencias.

1.3.5.5.- Rechazo de Carga.- El rechazo de carga es requerido para contrarrestar la pérdida de generación en un área de recepción. El rechazo de carga seguido por un proceso de restauración puede deberse a cualquiera de los siguientes casos :

- a) Apertura de uno o más alimentadores seleccionados seguido por el recierre.
- b) Depresión temporal de la tensión por conexión de un reactor shunt seguido por su desconexión.
- c) Depresión temporal de la tensión por un cortocircuito intencional seguido del despeje respectivo.

En los puntos (a) y (c) debe rechazarse alguna carga por un tiempo mayor que el resto debido a que la baja tensión incide en el arranque de los motores.

Todos los medios discutidos para mejorar la estabilidad de un sistema de potencia deben observarse como un esquema coordinado en vez de aplicarse como medidas individuales aquí y allá, teniendo como meta principal la confiabilidad de operación del sistema.

1.4.- NATURALEZA DE LOS ESTUDIOS DE RECHAZO DE CARGA

Para examinar el comportamiento dinámico del sistema se llevan a cabo dos tipos de estudios en base a consideraciones previamente asumidas.

Se conducen una serie de pruebas sobre una simulación simplificada de una máquina equivalente del sistema, donde se asume que los generadores síncronos están estrechamente acoplados de modo que las oscilaciones entre máquinas son despreciables. Los resultados de estos estudios cubren una amplia variedad de aplicaciones para rechazo de carga ayudando a seleccionar esquemas prácticos entre otras alternativas.

Los estudios de simulación de la máquina equivalente son importantes porque ellos no sólo proveen un sentido de

tipo conceptual de la dinámica involucrada, sino también porque indican cómo influyen la variación del rechazo de carga y los parámetros del sistema sobre su comportamiento dinámico promedio.

Los estudios de simulación multimáquina, considerando individualmente todas las máquinas y barras del sistema, son utilizados cuando se requiere contestar preguntas relacionadas a la influencia de las oscilaciones entre las máquinas a través de toda la red interconectada. La simulación multimáquina rinde informaciones más pertinentes tales como: la dispersión de la frecuencia en la red; el desarrollo del rechazo de carga por subáreas (representando concentraciones de carga), y en particular, el comportamiento de cada área en relación a las otras; los flujos transitorios entre áreas por medio de las líneas de enlace, dentro de la isla donde toma lugar el rechazo de carga en presencia de las oscilaciones entre máquinas; y el efecto de una situación particular de pérdida de generación en un área determinada sobre el esquema del rechazo de carga y las oscilaciones entre máquinas, etc.

Se deben hacer un buen número de pruebas para cualquiera de los dos tipos de modelos considerados para determinar la efectividad del programa de rechazo de carga desarrollado y la importancia de las variables consideradas en los estudios.

No hay duda, sin embargo, que la representación óptima del sistema en la realización de estudios sobre sistemas particulares es un objetivo muy importante.

A continuación se exponen las características y los alcances propios de cada tipo de simulación como un medio de decisión en la elección del modelo para el sistema bajo estudio al cual se desee aplicar.

1.4.1.- Simulación Tipo Máquina Equivalente.-

Cuando se usa una máquina equivalente para representar la dinámica de un sistema multimáquina, se requiere tomar en cuenta ciertas consideraciones. Sin embargo, es posible diseñar un modelo que incluya los factores predominantes que determinen la respuesta de todo el sistema a un desbalance sustancial carga-generación. La ecuación de movimiento que relaciona la velocidad de la máquina o frecuencia a los cambios en la potencia de entrada y salida de una máquina síncrona es la siguiente:

$$I \cdot w_0 \frac{dw}{dt} = P_m - P_{elec} \cdot$$

donde w_0 es la velocidad a frecuencia nominal ($2\pi 60$ rad por seg.), y P_m y P_{elec} son las potencias mecánica y eléctrica respectivamente expresadas en unidades consistentes con las del momento de inercia I . En el modelo de la máquina equivalente, P_m se considera como la potencia mecánica total de todas las máquinas primas, y P_{elec} es la carga eléctrica total de todas las máquinas que están eléctricamente conectadas al sistema, además la frecuencia angular w representa la velocidad angular promedio del sistema. Puesto que el efecto del rechazo de carga se aplica a una condición límite del 5% de desviación de la frecuencia con respecto al valor nominal, el factor $I \cdot w_0$ se considera constante.

Una consideración clave en una simulación de este tipo, para resolver la ecuación de movimiento, es la derivación de un modelo compuesto para representar la respuesta combinada del regulador y la máquina prima de varias máquinas con diferentes características de respuesta.

La simulación de una máquina equivalente en el análisis del comportamiento de la frecuencia de un sistema bajo condiciones de desbalance carga-generación, resulta ser una manera muy económica (considerando el ahorro de tiempo computacional) y saludable de optimizar los parámetros de rechazo de carga. Los errores introducidos en la consideración de este tipo de simulación dependen, sin embargo, del tipo y características propias del sistema o área del sistema bajo estudio, concluyéndose que el modelo propuesto no es deseable cuando se estudia un área que no está firmemente enlazada al sistema del cual forma parte.

Es preciso notar que un estudio de este tipo justifica las simplificaciones consideradas, cuando solamente se intenta señalar la importancia relativa de ciertos factores al establecer un esquema de rechazo de carga.

1.4.2.- Simulación Tipo Multimáquina.-

Los estudios multimáquina se realizan en base a un programa moderno de estabilidad transitoria multimáquina. Este programa debe tener la facilidad de calcular la frecuencia local aparente de todas las barras en el sistema y una característica propia para simular los relés del rechazo de carga en cada barra, la desconexión de la carga en cada barra por etapas con ajustes de frecuencia y tiempos de retardo especificados.

Para iniciar las pruebas, se debe separar el área de estudio del resto del sistema interconectado. La selección y el método para la salida de las líneas está dirigido específicamente a minimizar el disturbio

inicial de potencia reactiva de modo que en las tensiones de las barras del área no se produzcan cambios apreciables como resultado de la formación de la isla. El propósito primario de estos estudios es evaluar el desempeño de los programas de rechazo de carga y su influencia en el comportamiento dinámico del sistema.

La necesidad de representar la elasticidad entre las máquinas se ve justificada cuando las variaciones instantáneas de la frecuencia a través de la red son consideradas como un factor que afecte la distribución del rechazo de carga. Sin embargo, se requiere un detalle semejante en la representación de la máquina y de la red en estudios de estabilidad transitoria donde las oscilaciones individuales de los rotores de las máquinas son de mayor significancia, es decir, cuando el ancho de la banda de frecuencia del sistema se considera como un aporte interesante al estudio del grado de acoplamiento eléctrico entre las máquinas y de cómo responderá un sistema a una sobrecarga dada.

Si una simulación detallada demuestra que el ancho de la banda de frecuencia, caracterizado por la respuesta de la máquina, es estrecho, hay una tendencia en todos los ángulos de fase alrededor del sistema a cambiar en la misma proporción, resultando en un flujo de potencia transitoria dentro del área afectada, en este caso el modelo de una red grandemente simplificada considerando el modelo de la máquina equivalente con una característica combinada de la inercia del sistema y el amortiguamiento de la carga habría rendido casi los mismos resultados con costos de computación grandemente reducidos.

La simulación tipo multimáquina se usa justificadamente entonces cuando el detalle en la represen-

tación de la red implique el estudio de otros factores como la tensión, la distribución del flujo de potencia, las pérdidas, etc.

1.5.- RECHAZO Y RESTAURACION DE CARGA

Durante los últimos años se ha puesto empeño en instalar programas de rechazo de carga por caída de frecuencia con el propósito de proveer los medios para salvaguardar un sistema de potencia cuando ocurra una condición de disminución de la frecuencia. Mano a mano, con un programa de rechazo de carga debe proveerse un medio conveniente para restaurar la carga después que el sistema retorne a un estado normal .

Es factible técnicamente planear, construir y operar un sistema de potencia que sea inmune de interrupciones de potencia que se extiendan en cascada a través de todo el sistema, aún bajo las condiciones más adversas posibles. Este objetivo puede lograrse por la estricta adherencia a los principios básicos del planeamiento del abastecimiento de potencia. El objeto de tal criterio es proveer los medios mediante los cuales un sistema pueda ser diseñado y operado para satisfacer un nivel de seguridad específica dentro del cual pueda evitarse que un disturbio se extienda en cascada por el sistema.

Prescindiendo de este objetivo, se requieren procedimientos precautorios para salvaguardar el sistema aún para aquellos disturbios improbables que puedan dar como resultado la operación del sistema a frecuencias subnormales. Al surgir condiciones que originen un exceso de carga en el sistema se desarrollará una situación de subfrecuencia. Para detener esta caída de frecuencia -para situaciones cuando la razón de cambio es rápida y la magnitud significativa - y mantener de ese modo la integridad del sistema, debe proveerse un medio para balancear la carga rápidamente con la generación disponible. Esto puede lograrse rechazando cantidades específicas de carga utilizando relés sensitivos de frecuencia.

1.5.1.- Investigaciones sobre Rechazo de Carga.-

En la aplicación usual de un programa de rechazo de carga, una cantidad predeterminada de carga es rechazada sobre un rango de frecuencias específico. Cuando las condiciones del sistema sean tales que la caída de frecuencia no pueda ser detenida por el programa predeterminado de rechazo, debe proveerse un medio de aislar la generación del sistema.

Debe enfatizarse que el rechazo de carga por caída de frecuencia no va a ser empleado como una herramienta de planeamiento. Es una herramienta precautoria de "último recurso" a ser usada para mantener la integridad de un sistema, que puede verse forzada debido a alguna circunstancia impredecible -dentro de una condición de desbalance- que resulte en una disminución de la frecuencia del sistema.

La respuesta de un sistema posterior a un desbalance carga-generación puede ser valuada en base a la respuesta de la frecuencia. Una situación sostenida de exceso de carga puede crearse a través de la pérdida de generación y/o la formación de una isla con exceso de carga. Bajo estas circunstancias los generadores restantes alimentan eléctricamente la carga del sistema que excede a la potencia mecánica total de entrada; el resultado es una disminución de la frecuencia del sistema. Si la respuesta de la capacidad de reserva conectada (incremento en la potencia mecánica de entrada) y la regulación normal carga-frecuencia es insuficiente, se puede recurrir al rechazo de carga para prevenir la pérdida de más generación y el colapso total del servicio dentro de la isla.

En un sistema multimáquina o en una isla que contiene dos o más máquinas, la respuesta de la frecuencia puede caracterizarse por un valor promedio

dentro de la banda de valores reales determinados por las máquinas individualmente. El valor promedio se determina por la suma total de la dinámica de todas las máquinas consideradas juntas. El ancho de banda a través de toda la red se determina por las oscilaciones electromecánicas entre las máquinas que es a su vez una función del grado de acoplamiento eléctrico entre las máquinas, la influencia de sus tensiones individuales, las características de respuesta del control de velocidad, y el tamaño del disturbio inicial así como también los subsecuentes disturbios debidos al rechazo de alguna carga.

La respuesta típica de frecuencia de un sistema con generación deficiente es representada en la Fig. 4. Si la capacidad de la reserva conectada es más grande que la pérdida de generación, la respuesta puede ser similar a la curva A. Cuando la capacidad de la reserva conectada es insuficiente para cubrir la emergencia, entonces la curva B nos indica una disminución continua de la frecuencia a menos que se instituyan en suficiente cantidad algunos medios para balancear la carga y la generación (tal como el rechazo de carga) lo que daría por resultado la curva C. La curva C puede representar también una situación en la cual la capacidad de reserva conectada sea adecuada en cantidad pero de tan pobre calidad de respuesta que sea necesario recurrir al rechazo de carga para prevenir una excesiva desviación de la frecuencia.

La aplicación conveniente de un programa automático de rechazo de carga debe estar precedida por un estudio extenso del sistema a fin de observar sus características. Factores tales como las características dinámicas de la generación y la carga del sistema, junto con su configuración, necesitan ser evaluados cuida-

dosamente. Tal información es invaluable en la determinación del esquema del programa de rechazo de carga y para asegurar su correcta aplicación sobre el sistema.

1.5.2.- Investigaciones sobre Restauración de Carga.-

Junto con un programa de rechazo de carga automático, debe proveerse un medio eficiente para restaurar carga rápidamente al sistema cuando el estado del mismo sea tal que se pueda aceptar la carga. Un buen número de métodos pueden ser usados a este respecto.

Un método involucra el uso de restauración de carga manual. Esto requiere el "uso sustancial de personal" , y tiene la desventaja inherente del largo retardo de tiempo.

Otro planteamiento es usar control de gobierno a distancia desde un centro de control dirigido. Este planteamiento es costoso, a menos que el sistema de control de gobierno a distancia se justifique además por otras razones.

Un tercer método de restauración de carga a considerar utiliza relés sensitivos de frecuencia que puedan detectar el estado del sistema y restaurar automáticamente la carga tan pronto como se haya establecido el estado normal del sistema. Este planteamiento tiene la ventaja de ser auto-prottegido puesto que su operación depende de la capacidad del sistema para aceptar carga. Cuando la capacidad del sistema es excedida, la restauración de carga cesa automáticamente.

La técnica de restauración empleada en situaciones específicas dependerá en un alto grado de la

configuración del sistema y de la controlabilidad disponible. Prescindiendo de la técnica utilizada, se requiere una buena coordinación y protección a fin de evitar cargas excesivas en todo el sistema.

Un esquema de restauración semi-automático o automático puede asumir muchas formas. Sin embargo, todos los esquemas deben satisfacer ciertos criterios que aseguren que el programa de rechazo-restauración de carga sea compatible con los altos niveles de confiabilidad y seguridad que son necesarios en los sistemas de potencia de hoy. Un programa de restauración automática puede causar oscilaciones incontrolables en el sistema si el proceso de restauración no es cuidadosamente diseñado y coordinado con el programa de rechazo de carga. A fin de prevenir estas oscilaciones y conseguir un programa de restauración que sea compatible con la operación del sistema interconectado, deben establecerse dos criterios primordiales:

- (1) Ajuste de los puntos de frecuencia para la Restauración.- Puesto que la restauración de carga es controlada por relés sensitivos de frecuencia, la elección de los puntos de ajuste de la frecuencia sobre los cuales la carga va a ser restaurada debe ser claramente determinado.
- (2) Tamaño de las etapas de Restauración.- La cantidad del paso de restauración de carga debe ser tal que el transitorio resultante no involucre el punto de operación de otro paso de restauración ó de rechazo.

Un típico histograma de un transitorio de rechazo-restauración es mostrado en la Fig. 5. Este caso

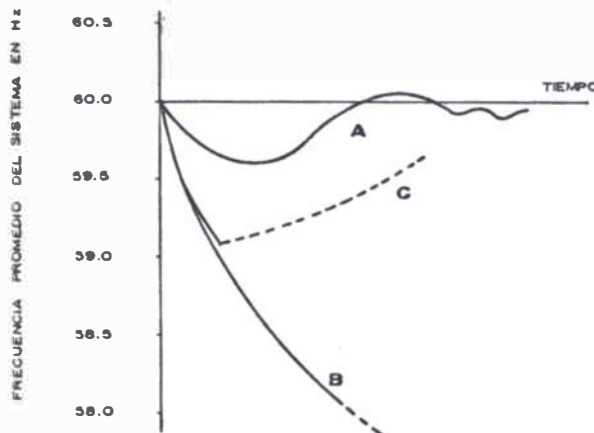


FIG 4.- COMPORTAMIENTO DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA DESPUES DE UNA PERDIDA DE GENERACION REPENTINA

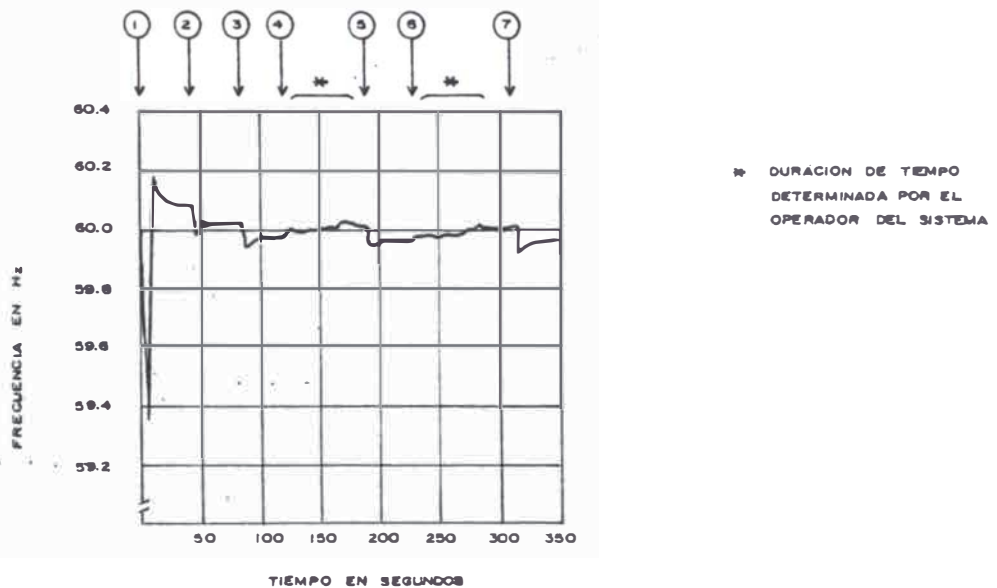


FIG5.- HISTOGRAMA TIPO-MUESTRA LOS TRANSITORIOS DEL RECHAZO Y RESTAURACION DE CARGA POSTERIORES A LA PERDIDA DE 3% DE GENERACION
 RECHAZO DE CARGA : 5% EN 59.3 Hz
 RESTAURACION DE CARGA : INCREMENTOS DE 1% EN 60 Hz

representa un disturbio inicial tal en un sistema que se tuvo que aislar un área con deficiencia de generación del 3%. El punto 1 representa una etapa de rechazo de carga del 5%, y al elevarse luego la frecuencia por encima de los 60 HZ, se procede a las etapas de restauración con incrementos de carga del 1% en los puntos 2,3,5 y 7. Los espacios de tiempo entre los puntos 4-5, y 6-7 son tiempos en los cuales no es deseable restaurar carga inmediatamente (con el fin de permitir el incremento discreto de generación), y su control depende completamente de los operadores del sistema.

Como conclusión, en forma similar a la aplicación correcta de un programa de rechazo de carga, el proceso de restauración debe ser investigado cuidadosamente para asegurar que no se impondrá cargas al sistema y que éste será coordinado adecuadamente sobre una amplia base de la región bajo estudio.

1.5.3.- Coordinación entre los Esquemas de Rechazo y Restauración de Carga.-

Si una serie de contingencias llevan al sistema de potencia a un punto en el cual tengan que operar los relés de rechazo de carga a fin de mantener el balance entre la generación y la carga, es esencial llevar a cabo un esfuerzo coordinado para lograr una restauración satisfactoria dentro de un mínimo período de tiempo.

Previamente a los procesos iniciales de restauración es importante que se lleve a cabo una repartición adecuada del estado transmisión-generación, que las comunicaciones establecidas entre los centros de control de despacho internos y externos sean rápidas, y que las plantas de potencia permanezcan listas en espera de la dirección coordinada.

Durante el período de subfrecuencia con acción plena de los relés de mínima frecuencia, el Centro de Control y los sistemas de control carga-frecuencia de cada generador no estarán en servicio, dejando con esto a las unidades bajo el completo de los reguladores.

El operador de la planta de potencia -mientras se opere a una frecuencia diferente de los 60 Hz- debe confiar en el control del regulador y no intentar ajustar manualmente la generación de la unidad para corregir la frecuencia. Esto es vitalmente importante puesto que la planta de potencia será parte de una isla sin conocimiento de las condiciones del sistema, y sin conocimiento también de las cargas en la línea de transmisión. Así, cualquier intento de un operador de la planta para regular la frecuencia sin la dirección de un Centro de Control puede causar que el disturbio inicial se propague en cascada por toda la isla. Por ejemplo, si el operador intenta elevar la frecuencia a 60.0 Hz, el resultado será: disminución de la potencia de salida de otras unidades bajo control del regulador, consumo de la reserva de la unidad regulada, transferencia de potencia al sistema de transmisión, posible recierre automático de los circuitos de transmisión (cuando la diferencia de frecuencia entre los sistemas se aproxima a los límites de sincronización permisibles), posible activación de los relés de restauración automática de carga, etc.

Una vez que la frecuencia estable de la isla se estabiliza en los 60 Hz después de haber seguido un exitoso programa de rechazo de carga- o con la ayuda de generación de rápida puesta en marcha, otras reservas de generación, rechazo de carga manual, etc.- el plan debe iniciarse con el primer objetivo de reconectar la isla a la red de sistemas interconectados por medio

de dispositivos sincronizantes de recierre automático, para posteriormente realizar un adecuado programa de restauración de carga basado en la frecuencia del sistema. De este modo, el programa de restauración debe esperar que tome lugar la coordinación antes de proceder.

Se concluye finalmente, que una acción coordinada de los programas de rechazo y restauración de carga servirá para: restaurar el balance generación-carga previo al disturbio en base a la caída de la frecuencia promedio del sistema, y permitir restablecer la integridad de los sistemas interconectados, y restaurar las cargas rechazadas al sistema bajo condiciones que salvaguarden la seguridad del sistema.

1.6.- PROGRAMA CCORDINADO ADOPTADO POR LA A.E.P.

Los sistemas de potencia deben ser operados dentro de los límites que aseguren una adecuada capacidad de generación y transmisión. Al desarrollar una serie de límites de operación, es importante hacerlo dentro de una estructura general a fin de asegurar el buen logro de los objetivos operacionales. A este respecto se presentan las siguientes guías generales

- I) Deberá mantenerse en lo posible la integración del sistema de transmisión evitando toda separación interna.
- II) Deberá darse el máximo apoyo razonable a los sistemas adyacentes que experimenten dificultad dentro de la red interconectada. Sin embargo cesará tal apoyo -sin la apertura de los circuitos de interconexión- cuando se vea disminuída la confiabilidad de operación del sistema de apoyo.
- III) Deberá operarse el sistema de tal modo que la ocurrencia de una siguiente contingencia sencilla (salida de torres, circuitos, unidades, interruptores, barras, etc) no dará como resultado la propagación en cascada del disturbio a la mayor parte del sistema de transmisión. Además, cuando se evalúan las contingencias por sobrecarga, el tiempo para aliviar el desbalance debe ser comparado con el grado permisible de sobrecarga del sistema.

IV) Cuando el sistema experimente un desbalance generación-carga, se mantendrá en principio una firme operación de interconexión poniendo bajo control el flujo anormal de potencia a través de la línea de enlace tan rápidamente como sea posible.

Las guías de arriba se han diseñado para asegurar un servicio eléctrico confiable, éstas no impiden la necesidad de tener procedimientos bien definidos para aliviar las condiciones de emergencia.

El programa coordinado adoptado por la "American Electric Power" (AEP), conforme a los principios establecidos para el manejo de condiciones de subfrecuencia, incluye :

(1) De 60.0 a 59.8 HZ. :

Utilizar a nivel práctico todas las operaciones y reservas de emergencia. La manera de utilización de estas reservas dependerá grandemente del comportamiento del sistema durante la emergencia. Para una rápida caída de la frecuencia, la respuesta automática a la frecuencia (capacidad de reserva conectada), asistida por la interconexión y las reducciones de carga por medios automáticos, son procedimientos para aliviar y detener la caída de frecuencia.

Si la disminución de la frecuencia es gradual, los operadores del sistema, particularmente en el área deficiente, deberán recurrir a procedimientos no automáticos que involucren las reservas de emergencia y de operación. Estos esfuerzos se seguirán realizando hasta que la declinación de la frecuencia sea detenida o hasta que los implementos automáticos para rechazo de carga operen.

(2) 59.8 HZ.

Se dispara (da comienzo) el sistema de control automático carga/frecuencia en el Centro de Control

(también dispara a los 60.2 HZ), y en las plantas de potencia.

(3) 59.3 HZ. :

Rechazar no menos del 10% de carga del sistema con relés automáticos de rechazo de carga. No debe emplearse retardo de tiempo intencional más allá del absolutamente requerido para evitar la operación indebida de los relés.

(4) 58.9 HZ. :

Rechazar carga adicional con los relés automáticos de rechazo de carga en una cantidad no menor del 15% de la carga del sistema existente previa al paso (3)

(5) 58.0 HZ. :

Aislar unidades de generación sin demora de tiempo.

Si en cualquier paso del procedimiento mencionado, la disminución de la frecuencia del área es detenida por debajo de los 59.0 HZ., la parte del sistema afectada con la subfrecuencia deberá rechazar un 10% adicional de su carga inicial. Si después de 5 minutos, esta acción no ha logrado que la frecuencia del área se eleve a los 59.0 HZ o más, se rechazará un 10% adicional de la carga restante dentro del área afectada; se continuará repitiendo esto en intervalos de 5 minutos hasta que se alcancen los 59.0 HZ.

Todos estos pasos deben completarse dentro de las restricciones de tiempo impuestas sobre la operación de las unidades de generación.

El presente programa sirve además como modelo de coordinación en la operación del sistema bajo condiciones de emergencia; pero la aplicación de un buen programa de coordinación dentro de un sistema de potencia particular requiere tener en cuenta las características propias del sistema y de sus

consideraciones operacionales conforme a su comportamiento durante condiciones de subfrecuencia. Esto es, cada sistema diseñará su programa de acuerdo a la realidad de su estructura y de los elementos de que dispone para controlar las variaciones de la frecuencia .

C A P I T U L O I I

P A R A M E T R O S C O N S I D E R A D O S E N E L
E S T U D I O

La naturaleza de los parámetros considerados en el estudio puede ser dividida convenientemente en dos categorías :

- 1) Aquellos asociados con la representación del sistema .
- 2) Aquellos asociados con el programa de rechazo de carga .

Todos los parámetros asociados con la dinámica de la máquina tales como: la inercia, la máquina prima y los modelos de excitación del sistema, así como las características del generador, se fijan previamente al iniciar el estudio.

Los parámetros de rechazo de carga considerados como variables primas son: el punto de ajuste de los relés, el número y tamaño de los pasos, y el retardo de tiempo intencional.

Una vez fijados los parámetros que representan al sistema, se realizan una serie de simulaciones en base a estos estudios variando el tamaño del paso y el punto de ajuste de la frecuencia en los relés. La respuesta del sistema para diferentes magnitudes de disturbios puede clasificarse entonces dentro de tres categorías:

PRIMERO, si el disturbio es suficientemente pequeño, no deberá tomar lugar ningún rechazo de carga, ya que la capacidad de reserva conectada disponible es suficiente para restaurar el balance generación-carga .

Ambas, la SEGUNDA y TERCERA categorías de disturbios , envuelven una o más etapas de rechazo de carga. Para esto, el rechazo de carga dará como resultado una inmediata detención de la caída de frecuencia; o sino en el último de los casos si el rechazo inicial de carga no detiene inmediatamente la caída de frecuencia, la capacidad de reserva conectada es lo suficientemente grande como para detenerla eventualmente. Aquí entonces la mínima frecuencia se determina por la capacidad de reserva conectada como en la primera categoría, sin embargo las características de la respuesta de la reserva conectada pueden ser tales que se requiera rechazo de carga adicional para prevenir una excesiva caída de la frecuencia.

De esta manera se investigan en primer lugar, los parámetros bajo estudio y el efecto de la variación de los mismos en el comportamiento de la frecuencia del sistema, para un tamaño de disturbio determinado.

2.1.- PARAMETROS ASOCIADOS CON LA REPRESENTACION DEL SISTEMA

Varias características de un sistema eléctrico de potencia influyen en su vulnerabilidad para evitar el colapso del sistema. Algunas de estas se aplican igualmente a los sistemas más modernos, otras surgen de la situación local. Una característica común, por ejemplo, es la tendencia al empleo de máquinas más grandes por razones económicas, pero con la desventaja que la pérdida de una de estas unidades no puede ser cubierta siempre por las reservas disponibles. De otro lado, la inestabilidad puede ser una amenaza constante en un sistema particular, debido a la distancia entre los centros de generación y carga, con el riesgo de disparo o salida de servicio de generadores o líneas. El diseño del sistema y las rutinas de operación por lo tanto juegan un rol importante, y la correcta selección de ambos es una pre-condición para un exitoso esquema de rechazo de carga.

Durante una gran deficiencia inicial de potencia causada, por ejemplo por la pérdida de un generador grande o de una línea, la velocidad de las turbinas decaerá lo que significa que la frecuencia caerá por debajo de su valor de operación normal .

Para una pequeña deficiencia la caída será lenta y los reguladores de velocidad incrementarán el flujo de vapor a las turbinas si hay disponible las suficientes reservas. Esto causará que la frecuencia se estabilice otra vez.

Durante una gran deficiencia la frecuencia caerá a un valor peligroso antes que la acción del regulador pueda ser eficiente, debido a que esta acción necesita de al menos varios segundos para poner en disposición más energía para el sistema, y en casos especiales este tiempo es aún mucho más grande.

Por ello es necesario evaluar convenientemente los parámetros del sistema, cuya influencia será decisiva para conocer el comportamiento del sistema bajo condiciones de desbalance carga Vs. generación, y con los cuales es posible diseñar un exitoso programa de rechazo de carga.

2.1.1.- Influencia de la Carga.-

Para aplicar los relés de mínima frecuencia es necesario conocer la razón de la caída de la frecuencia para diferentes magnitudes de deficiencia de generación. La razón de la caída de frecuencia puede entonces ser coordinada con la capacidad del sistema para incrementar la generación de potencia de acuerdo a la severidad de las posibles emergencias .

En la operación del sistema interconectado actual, la frecuencia caerá una apreciable cantidad sólo si el área afectada se separa del sistema interconectado. Tal separación puede ocurrir como consecuencia de un disturbio mayor que cree grandes oscilaciones de potencia, o flujos de potencia en las líneas de enlace que causen la operación de los relés de la línea.

El porcentaje de sobrecarga se define como:

$$OL \% = \frac{P_L - P_G}{P_G} \times 100 \%$$

donde: P_L = Potencia total de la carga, antes de la pérdida de generación.

P_G = Potencia de generación resultante después de producida la pérdida.

OL % = Porcentaje de sobrecarga.

Además $P_L - P_G$, representa la deficiencia de generación producida en la isla.

Por ejemplo, después de la pérdida de un generador que suministraba el 20 % de la potencia de un sistema, la sobrecarga será:

$$OL \% = \frac{1.0 - 0.8}{0.8} \times 100 = 25 \%$$

Esto da el valor de la sobrecarga inicial antes de cualquier cambio en los reguladores.

La fig. 6 muestra las curvas de cambio de la frecuencia del sistema con el tiempo para diferentes magnitudes de sobrecarga y constantes de inercia H del sistema.

Las curvas no asumen ningún cambio en la potencia de entrada de la unidad. Se debe reconocer que en los tiempos mostrados en la Fig. 6, la acción del regulador tendería a aumentar la potencia disponible, pero puesto que esto depende de la situación de la capacidad de reserva conectada de la unidad, de la sensibilidad del control y de las constantes de tiempo del sistema los cuales pueden diferir entre sistemas, dicha acción es omitida en la representación de las curvas.

La Fig. 7 muestra las razones de caída de la frecuencia en Hz por segundo posteriores a una condición de sobrecarga inicial del sistema para constantes de inercia H de 4 y 7 como valores. En general la razón de la caída de frecuencia rápidamente se hace menor de 2 Hz/seg excepto para las condiciones de sobrecarga muy altas. Para magnitudes prácticas de sobrecargas, el área de la razón de la caída de la frecuencia probablemente será menor que 3 inmediatamente después del disturbio.

2.1.2.- La Inercia del Sistema.-

La energía mecánica $mv^2/2$ almacenada en las máquinas rotativas hace posible que el sistema resista los picos de carga de hasta una cierta cantidad de energía. La cantidad de esta energía nos da la constante de tiempo o inercia del sistema H:

$$H = \frac{\text{Energía Cinética}}{\text{Potencia Aparente de las Máquinas}}$$

Para un sistema de 50 HZ, esto se hace:

$$H = 12.3 \times \frac{GD^2}{P^2 \cdot S_N} \quad (\text{seg.})$$

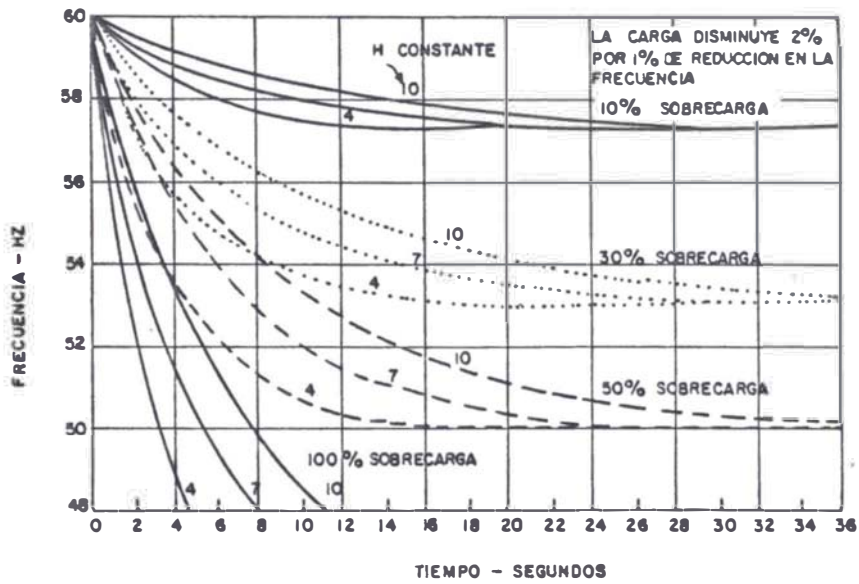


Fig 6-- CAIDA DE FRECUENCIA DEBIDO A SOBRECARGA DEL SISTEMA

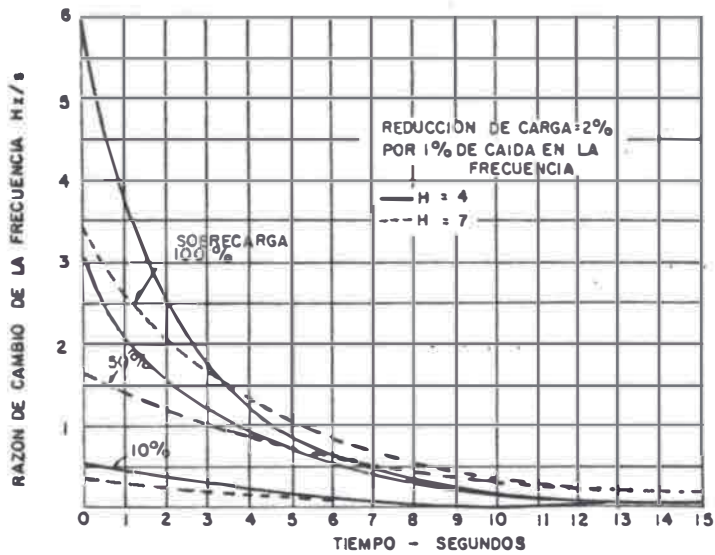


Fig 7-- RAZON DE CAIDA DE FRECUENCIA DEBIDO A SOBRECARGA DEL SISTEMA

donde: GD^2 = Momento de inercia ($T\text{-m}^2$).
 p = Número de pares de polos.
 S_N = Potencia aparente total de las máquinas rotativas, (Mva).

Valores típicos de H son:

- Generadores impulsados por turbinas hidráulicas:

S_N	=	0 - 40 MVA	H	=	1.5 - 4 Seg.
S_N	=	40 - 200 MVA	H	=	3 - 5.5 Seg.

- Turbogeneradores:

- con etapas de Alta y Baja Presión:

$p=1$	S_N	=	10 - 60 MVA	H	=	7 - 4 Seg.
$p=1$	S_N	=	100 - 500 MVA	H	=	10 - 4 Seg.
$p=1$	S_N	=	300 - 1000 MVA	H	=	5 - 2 Seg.
$p=2$	S_N	=	10 - 100 MVA	H	=	10 - 7 Seg.
$p=2$	S_N	=	300 - 1000 MVA	H	=	8 - 5 Seg.

- con etapa de Alta Presión (unidades industriales):

$p=1$	S_N	=	5 - 100 MVA	H	=	4 - 3 Seg.
-------	-------	---	-------------	-----	---	------------

Por consiguiente, el valor de H es considerablemente más alto para los turbogeneradores a vapor que para los generadores impulsados por turbinas hidráulicas, fluctuando desde 3 a 10 MJ/MVA para el primero, y desde 2 a 4 MJ/MVA para el último. Es razonable considerar como valores promedios, las constantes H de 6 y 3 MJ/MVA respectivamente.

Del 30 al 60% de la inercia total de un turbogenerador a vapor pertenece a la máquina prima, mientras que sólo 4 a 15% de la inercia de la unidad de generación impulsada por turbina hidráulica pertenece a la turbina, incluyendo el agua.

La constante de inercia H para un sistema completo puede derivarse de las constantes de inercia de las máquinas individuales conectadas a él, pero en la práctica es mejor determinar H por una prueba o ensayo sobre el sistema.

Se concluye, que la inercia total del sistema es el promedio de todas las inercias de las unidades que están conectadas al sistema.

La Fig. 6 nos muestra la influencia de la inercia del sistema durante la condición de sobrecarga, donde se observa que cuanto más grande sea el valor de H , la frecuencia tenderá a caer a menor razón en los primeros instantes.

2.1.3.- El Factor de Reducción de Carga del Sistema.

La carga de un sistema depende también de la frecuencia. Dependiendo de la naturaleza de la carga, la potencia de la carga conectada al sistema se reduce con la disminución del valor de la frecuencia. Si esto no fuera así, después de ocurrido un déficit de generación, no sería posible que la frecuencia se estabilizara en un nivel más bajo (a menos que se rechaze carga). La estabilización en un nivel de frecuencia debajo del valor nominal significa que la generación y la carga están balanceadas.

El porcentaje de reducción de carga por 1% de reducción de frecuencia se define como D , ó factor de reducción de carga.

La Fig. 6, discutida anteriormente, está basada en una reducción de la carga del 2% por cada 1%

de reducción en la frecuencia. Este valor de reducción de carga ha sido registrado como valor representativo por muchos años. Sin embargo, posteriores investigaciones indican que éste puede ser más grande. Se ha registrado un rango de 1.2 - 7.8 % para el valor de D.

La Fig. 8 ilustra el efecto de los diferentes valores de D para una condición de sobrecarga del 50% del sistema. Además, en la Fig. 9, se muestran valores de las frecuencias finales para diferentes sobrecargas y valores de D. Esta frecuencia final estabilizante es función de la sobrecarga inicial y del factor de reducción de carga como elementos decisivos, despreciando el efecto de auto-regulación.

2.1.3.1.- El Efecto de la Tensión: Una porción significativa de la reducción de la carga total debido a una severa contingencia será debido a la caída de tensión que acompaña a una condición de caída de frecuencia. La reducción deliberada de la tensión por operación manual del equipo de cambio de posición del tap para la carga, es usada generalmente para realizar una reducción de emergencia en la carga. Los valores que son usados están en el rango de 0.7 por ciento a 1 por ciento de reducción de la carga por 1 por ciento de reducción de la tensión para cargas que son predominantemente de tipo motor y resistivo, respectivamente. Por consiguiente, una porción razonable del factor D puede ser atribuída directamente a la tensión y ser independiente del cambio de frecuencia.

En muchos sistemas de potencia actuales una porción razonable del abasteci-

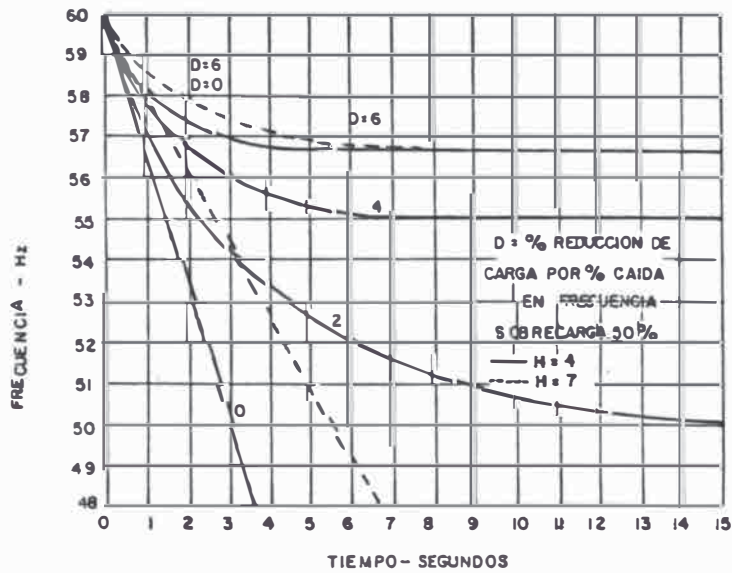


Fig 8.- EFECTO DE LA CARACTERISTICA DE LA CARGA EN LA CAIDA DE FRECUENCIA

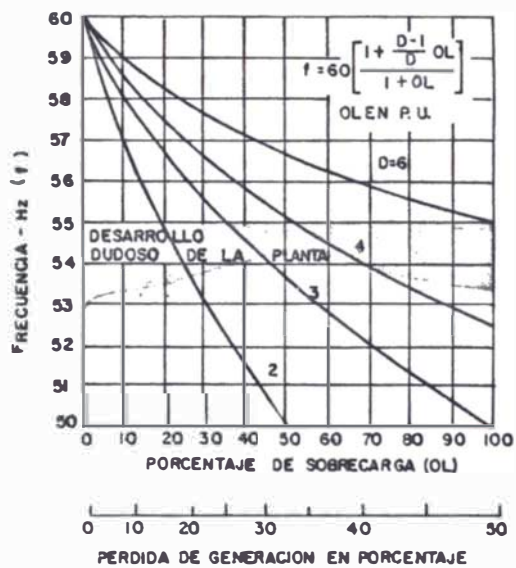


Fig 9.- FRECUENCIA FINAL VERSUS SOBRECARGA DE SISTEMA PARA DIFERENTES FACTORES DE REDUCCION DE CARGA (D)

miento de potencia reactiva se obtiene de condensadores estáticos conectados a las barras de las subestaciones o a las líneas de distribución. Los VARS suministrados por dichos condensadores serán directamente proporcionales a la frecuencia y el cuadrado de la tensión. Este no es necesariamente el caso con los Vars suministrados por las máquinas rotativas, particularmente aquellas equipadas con equipo moderno de regulación de la tensión. Así puede esperarse que la reducción de tensión durante una condición de subfrecuencia en la operación puede ser bastante diferente a través de todo un sistema debido a la redistribución del flujo de Vars. Otros factores, tales como las características de saturación de los transformadores de potencia y de los generadores, también tendrán su efecto sobre la tensión y por consiguiente sobre la carga como una función de la tensión.

Parecería que el análisis separado de los efectos de la frecuencia y la tensión sobre la carga, también como aquél de la frecuencia sobre la tensión, puedan ser requeridos a fin de producir datos satisfactorios para determinar adecuadamente el valor de las cargas y la distribución de estas cargas en un sistema que esté padeciendo una condición de subfrecuencia. El uso de un único factor D puede ser en este caso insuficiente para producir resultados razonables.

La carga se reduce cuando la tensión del sistema disminuye durante la condición

de emergencia. Esto es muy cierto, pero es difícil saber cómo variará la tensión sobre una base generalizada, y por lo tanto se prefiere no incluir este efecto. Siempre tendería a reducir la caída de frecuencia, ayudando de ese modo a minimizar la magnitud de la carga rechazada automáticamente.

Además, el factor D en general debería ser menor que 2, ya que es difícil encontrar una carga compuesta que varíe tanto o más que la segunda potencia de la frecuencia.

2.1.4.- Influencia de los Reguladores de Velocidad de las Turbinas.-

Todo cambio de frecuencia hará que el regulador principal actúe. Las máquinas controladas tratan de incrementar su potencia, y elevar la frecuencia nuevamente. Un pre-requisito indispensable es la presencia de reserva de potencia primaria tal como agua o vapor.

Los cambios en la frecuencia que puedan ser manejados por los reguladores no deben conducir al rechazo de carga. Durante grandes caídas de la frecuencia la acción del regulador debe ser despreciada a causa de su importancia relativamente pequeña. Esto depende del lugar geográfico de las reservas, de la configuración de las máquinas, de su estatismo, de la sensibilidad y de la constante de tiempo del regulador. Generalmente, sólo cerca del 20 % de las reservas estarán disponibles en los primeros 5 a 10 segundos siguientes al disturbio, dependiendo del tipo de generación en el área afectada.

La acción del regulador ayudará al menos a restaurar la frecuencia después que un programa de rechazo de carga haya resultado satisfactorio.

En las curvas precedentes no se incluye la acción del regulador para incrementar la potencia de entrada de la unidad durante la emergencia. Debido a que se desconoce donde ocurrirá la separación del sistema, la capacidad de reserva conectada y su razón de alcance de disponibilidad para el área afectada, el procedimiento más simple en el desarrollo de un programa de rechazo de carga es omitir la acción del regulador. Esto es razonable porque considerar su influencia tendería a reducir la sobrecarga y por ende la cantidad de carga rechazada. Al incluir la acción del regulador en las Figs. 6 y 8, las curvas tendrían que ser modificadas en razón del incremento en la potencia de entrada.

Además, puesto que la contribución de la capacidad de reserva conectada no es apreciable, y cualquier contribución que sea obtenida siempre reducirá la sobrecarga y la cantidad de carga rechazada, parece ventajoso despreocuparse de la acción del regulador cuando se selecciona los ajustes de los relés de mínima frecuencia.

La capacidad de reserva conectada "SPINNING RESERVE" es beneficiosa también al reducir el exceso de rechazo esperado, como una función del tamaño de disturbio. En la Fig. 12, se compara la característica de 6 etapas de la Fig. 11 con el mismo programa, cuando se tiene una capacidad de reserva conectada del 5%. El efecto del Spinning Reserve es desplazar la característica hacia la derecha; sin embargo nótese que la cantidad

de desplazamiento disminuye cuando el disturbio es más grande. Esto significa que su influencia en el desarrollo del programa y la respuesta del sistema, disminuye cuando el tamaño del disturbio aumenta.

2.2.- PARAMETROS ASOCIADOS CON EL PROGRAMA DE RECHAZO DE CARGA

Durante emergencias severas que resultan de insuficiente generación para satisfacer la carga, se puede prevenir el colapso total del área mediante un programa de rechazo de carga automático a través de toda el área afectada.

El programa automático más simple considera la aplicación de RELES DE MINIMA FRECUENCIA en subestaciones a través del área de carga total, donde se preestablece el rechazo de magnitudes de carga bajo valores prefijados de frecuencia del sistema. Los ajustes de los relés pueden hacerse aproximadamente de tal modo que se rechaze la mínima carga capaz de detener la caída de frecuencia del sistema y estabilizarla a un nivel de operación seguro. Además, pueden aplicarse relés de mínima frecuencia adicionales para iniciar también una segura y ordenada separación del sistema.

2.2.1.- Características del Relé de Mínima Frecuencia.-

Los relés de frecuencia de estado sólido son inherentemente más seguros que los relés electromecánicos equivalentes.

- Estructura El relé estático viene equipado con un oscilador de cristal y un contador que determinan el número de pulsos de alta frecuencia que están contenidos en un ciclo de la tensión del sistema de potencia. Si la cuenta es mayor que un valor predeterminado, esto indica una

condición existente de subfrecuencia. Si este estado dura por un tiempo prefijado suficiente para obviar que se trate de un fenómeno transitorio del sistema, el relé dará como respuesta una salida. Esta salida puede ser retardada con el fin de evaluar cualquier problema asociado con los transitorios del sistema.

- Conexión : El circuito de medición del relé de mínima frecuencia es conectado a los potenciales del transformador de la barra que sean vecinos eléctricamente a los alimentadores a ser disparados. Esta fuente de potencial no tendrá motores u otros artefactos conectados a ella que puedan distorsionar significativamente la tensión secundaria. El abastecimiento de potencia de este relé de mínima frecuencia será ac ó dc dependiendo del tipo de batería permisible. La Fig. 10 muestra el circuito de un relé de frecuencia típico.
- Operación : Los relés de mínima frecuencia operan para cerrar sus contactos cuando la frecuencia de la fuente aplicada está por debajo del valor prefijado en el relé. El rango de ajustes para el valor de la frecuencia es generalmente de 55 a 59.5 Hz. Los tiempos de disparo de los relés, después que los ajustes de frecuencia prefijados han sido alcanzados, son función de la razón de cambio de la frecuencia. Las características dinámicas del tiempo de disparo para un

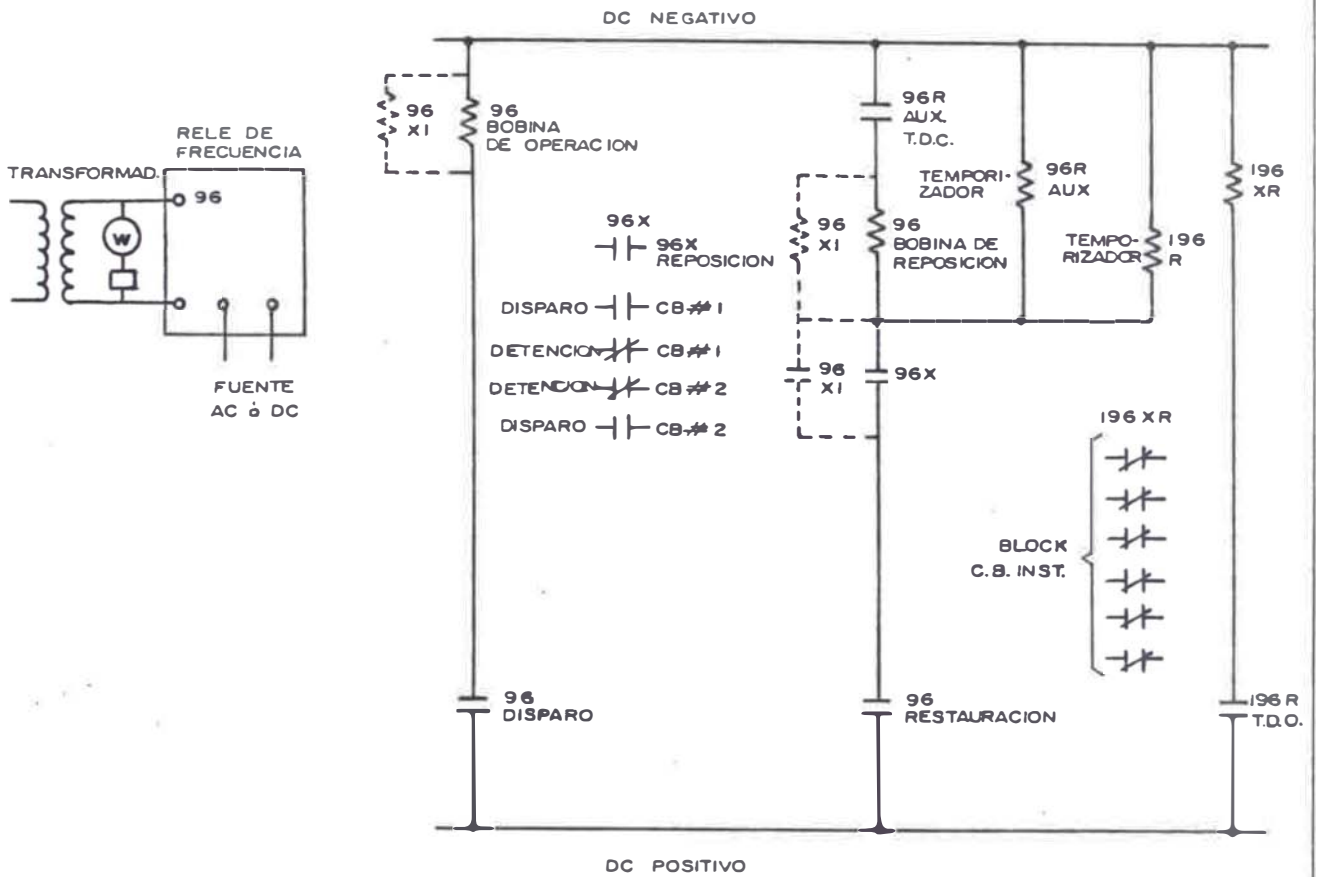


FIG 10-- RELE DE FRECUENCIA

relé moderno de mínima frecuencia se muestran en la Fig. 16 .

Con la disminución de la frecuencia durante el período de sobrecarga, la frecuencia del sistema estará por debajo del ajuste del relé cuando los contactos del mismo se cierren finalmente. La caída adicional de frecuencia debe calcularse puesto que la razón de cambio no es constante (Fig. 7) debido a la reducción de la carga con la disminución de la frecuencia. El tiempo de apertura del interruptor y cualquier retardo de tiempo adicional que pueda usarse, deben también ser incluidos en los cálculos para el correcto ajuste de los relés.

2.2.2.- Criterios para el Desarrollo del Programa.-

Para desarrollar un programa de rechazo de carga es necesario primero seleccionar el nivel de porcentaje de sobrecarga a ser protegido y el valor en que se deberá estabilizar la frecuencia del sistema para este nivel de sobrecarga. Se reconoce que seleccionar el máximo nivel de sobrecarga es muy difícil porque no se conoce exactamente dónde y en qué circunstancia se producirá el desbalance en el sistema.

Se requiere un proceso de ensayos y evaluación de errores para desarrollar la mejor combinación del número y tamaño de etapas del programa de rechazo y los correspondientes ajustes del relé. Se selecciona una combinación, y ésta se chequea para la coordinación de los relés y si es posible, para reducir la cantidad de exceso de carga a rechazar para sobrecargas más pequeñas.

Los pasos a seguir en el desarrollo del programa se pueden tomar del siguiente modelo :

- 1) Determinar la carga total requerida a rechazar.
- 2) Seleccionar el número de etapas y la carga a rechazar por etapa.
- 3) Seleccionar el primer grupo de ajustes de los relés de frecuencia.
- 4) Chequear la coordinación entre ajustes adyacentes.
- 5) Chequear la coordinación entre el ajuste más bajo y los otros ajustes usados por el sistema para la protección y salida de la planta.
- 6) Repetir los pasos del 3 al 5 con un nuevo grupo de ajustes.
- 7) Repetir los pasos del 2 al 6 con una combinación diferentes de cargas por paso y el número de pasos. El área para cada combinación puede ser comparada para seleccionar la combinación óptima para el programa de rechazo de carga.

2.2.3.- Selección de Cargas.-

Implementar un programa de rechazo de carga automático envuelve como primera decisión de importancia el tipo de carga a seleccionar para rechazo con el fin de controlar la frecuencia.

"La frecuencia en un sistema interconectado es la misma en todos los niveles de tensión y todos los consumidores son afectados igualmente por una sobrecarga; prácticamente, por lo tanto la carga rechazada en cualquier nivel de tensión mejorará el balance de energía en todo el sistema sin importar el nivel de la tensión en que se ha realizado el rechazo!"

Aunque para detener la caída de la frecuencia y elevarla subsecuentemente al valor nominal tiene que rechazarse más carga que la correspondiente al déficit, debería rechazarse lo menos posible sobre lo absolutamente necesario. En efecto, si se rechaza demasiada carga, el sistema puede hacerse inestable.

La selección de las cargas a rechazar se hace de ser posible de acuerdo a su importancia relativa, y será diferente para distintos sistemas debido a factores geográficos, históricos, políticos y de confiabilidad.

Puesto que el programa de rechazo de carga no es incluido en el diseño y planeamiento del sistema de potencia, es difícil delinear "islas específicas" dentro de la red interconectada; más aún, la estructura de las islas variará con la tendencia hacia la integración e interconexión del sistema dando como resultado sistemas más estrechamente acoplados e interdependientes. Por consiguiente, se debe considerar la aplicación de una "distribución uniforme de rechazo de carga" a fin de diseñar un programa que tienda a restaurar el balance carga-generación bajo condiciones que sean difíciles de definir.

2.2.4.- Reducción de Frecuencia Permisible

El programa de rechazo de carga debe coordinarse con las limitaciones de operación del equipo bajo condición de subfrecuencia. Estas limitaciones o restricciones están primeramente asociadas con la operación de las turbinas y los servicios de la casa de fuerza. En general, la operación continua de la turbina debería estar restringida a frecuencias sobre los

58.5 Hz (base del sistema: 60 Hz), y la operación debajo de los 58.5 Hz debería ser por un tiempo limitado, tal como 10 minutos o menos.

Por tanto, los programas diseñados deberían aprovecharse de la seguridad de operación permisible de modo que sólo se rechaze la mínima carga durante emergencias. Como se mostró anteriormente en las Figs. 6,7 y 8, la frecuencia del sistema se estabilizará en un nivel dependiente de la sobrecarga inicial y del factor de reducción de carga. El programa de rechazo de carga puede diseñarse para estabilizar la frecuencia en un valor por debajo del permisible (58.5 Hz) si el despachador del sistema es capaz de reconocer la situación de emergencia e iniciar manualmente el rechazo de carga adicional y/o el incremento de la potencia de generación (tal como poner en marcha las unidades de pico) dentro de aproximadamente diez minutos para llevar la frecuencia a un valor permisible. La acción del regulador de la turbina también incrementará la potencia de entrada disponible dentro de ese tiempo. Es razonable por tanto el diseño de un programa de rechazo basado en la estabilización de la frecuencia en 57 Hz cuando se trate de proteger alguna condición de sobrecarga máxima.

2.2.5.- Etapas de Rechazo.-

La cantidad total de la carga a rechazar depende del valor de la sobrecarga y no debe ser demasiado grande.

El rechazo de carga en bloques grandes en algunos puntos de frecuencia (dos ó tres) tiende a rechazar demasiada carga pero a la vez tiende a restaurar la frecuencia normal del sistema más rápidamente. El rechazo de carga en pequeños bloques en muchos

puntos de frecuencia tiende a minimizar la cantidad de carga rechazada pero generalmente resulta en una lenta restauración de la frecuencia.

Parece ser ventajoso repartir la carga a rechazar en muchas pequeñas etapas y rechazar una después de otra hasta que se establezca el balance. Sin embargo, demasiadas etapas harían la instalación muy costosa; otro punto desfavorable es que las frecuencias de ajuste demasiado próximas de etapas adyacentes de frecuencia podrían causar el traslape en el disparo de una u otra etapa. Un término aceptable es usar cerca de 4 pasos donde sea posible rechazar grandes bloques equivalentes por etapa, o rechazar varios bloques más pequeños.

Se debe entonces considerar un buen número de criterios para asegurarse contra la posibilidad de rechazar demasiada o poca carga. La Fig. 11 nos muestra el efecto del tamaño y número de las etapas sobre un programa ideal de rechazo.

El valor de la carga a rechazar en varias etapas generalmente se incrementa con cada etapa ; por ejemplo :

4 Etapas: 1^o - 5% , 2^o - 10% , 3^o - 15% , 4^o - 15%

3 Etapas: 1^o - 10% , 2^o - 15% , 3^o - 20% .

2 Etapas: 1^o - 20% , 2^o - 25% .

La Fig. 13 nos muestra un programa de rechazo de carga para proteger hasta una sobrecarga máxima de 100% y estabilizar la frecuencia en 57 Hz. Se consideran 4 etapas de rechazo de carga junto con los ajustes y porcentaje de carga de los bloques. De la Fig.13, se deduce por ejemplo que para un 20% de sobrecarga inicial, serían rechazados

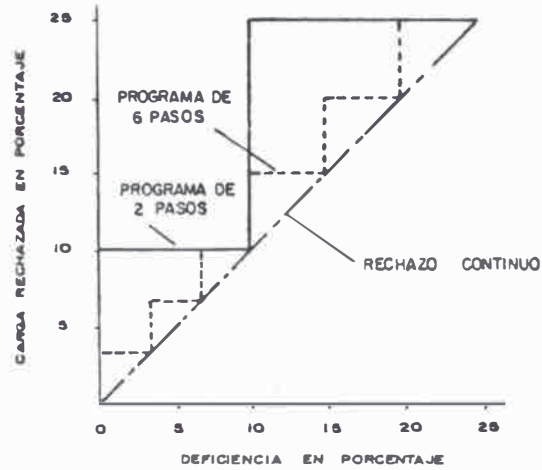


FIG 11-- EFECTO DEL TAMAÑO Y EL NUMERO DE ETAPAS DE RECHAZO EN LAS CARACTERISTICAS DEL RECHAZO DE CARGA IDEAL .
(SIN CAPACIDAD DE RESERVA CONECTADA)

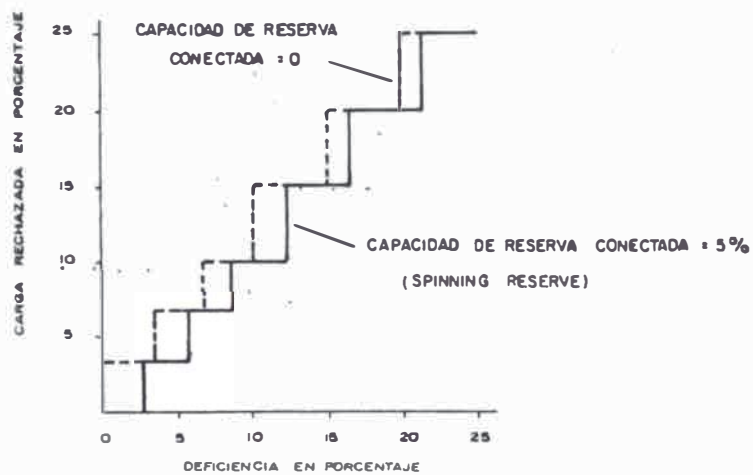


FIG 12-- EFECTOS DE LA CAPACIDAD DE RESERVA CONECTADA SOBRE LAS CARACTERISTICAS DEL RECHAZO DE CARGA IDEAL CON 6 ETAPAS.

dos bloques de carga y la frecuencia se estabilizaría aproximadamente en 59.5 Hz.

La Fig. 14 ilustra también un programa de rechazo bajo las mismas condiciones de la Fig. 13 pero considerando 2,3 y 4 etapas de rechazo. Se observa que son posibles ajustes más bajos en los relés de frecuencia con menos etapas, pero que se rechaza mayor cantidad de exceso de carga para sobrecargas iniciales más pequeñas. La proporción de las áreas bajo los esquemas de tres y de dos pasos comparados con el esquema de cuatro pasos son 1.12 y 1.32 respectivamente, esto puede aprovecharse como criterio de comparación en la selección del número de etapas.

Para calcular la carga total a rechazar se necesita un estudio del sistema que determine sus posibilidades de particionamiento. No debería hacerse ningún intento por minimizar la carga a rechazar, sino mas bien rechazar lo suficiente como para restaurar la frecuencia a un valor normal de operación. Es necesario evaluar la sobrecarga máxima bajo cuyo valor el programa podría evitar el completo colapso del sistema. Esta máxima sobrecarga, el factor de reducción de carga y la frecuencia mínima permitida nos darán la carga total a rechazar (L_D) para el caso más desfavorable:

$$L_D = \frac{\frac{OL}{1+OL} - D \cdot \left(1 - \frac{f}{60}\right)}{1 - D \cdot \left(1 - \frac{f}{60}\right)} \text{ en p.u.}$$

donde: OL = Porcentaje de sobrecarga (overload) en p.u.
D = Factor de reducción de carga en %Mv/%HZ.
f = Frecuencia final estabilizada en Hz.

La Fig. 15 muestra la cantidad de carga total a rechazar para conseguir una frecuencia final de 57 Hz considerando las diferentes sobrecargas que se puedan presentar en el área afectada. La Fig. 15 nos indica también la magnitud de sobrecarga posible de soportar sin tener que rechazar carga para diferentes valores D , así cuando $D=2$ la frecuencia no caerá por debajo de los 57 Hz para sobrecargas de hasta el 11%. Sin embargo, para lograr la protección necesaria puede tener que rechazarse algo de carga aún para estas pequeñas sobrecargas.

2.2.6.- Frecuencia de Ajuste.-

El ajuste de la frecuencia de cada etapa depende del número de etapas usadas en un programa. La frecuencia de ajuste de las diferentes etapas debería ser dividida entre pasos de frecuencia iguales.

El ajuste más bajo debe estar sobre la frecuencia crítica de los generadores, que es casi el 94% de la frecuencia nominal, y que está definida como la frecuencia a la cual la turbina no sufre daño durante un minuto. Este ajuste se hace también en base al relé de frecuencia de protección del generador. Si la frecuencia cae por debajo de este valor los generadores son separados, lo que conduciría al colapso total del sistema.

El límite superior de la frecuencia de ajuste con el cual se inicia el programa es posible tomarlo en base al valor de la frecuencia en que los generadores pueden todavía conservarse en marcha por largos períodos.

La adición de dos pasos más entre estas dos frecuencias de ajuste completará el programa.

AJUSTES DE LOS RELES

59.5 Hz	RECHAZAR	5% DE CARGA
59.3		10%
58.8		15%
58.0		15%

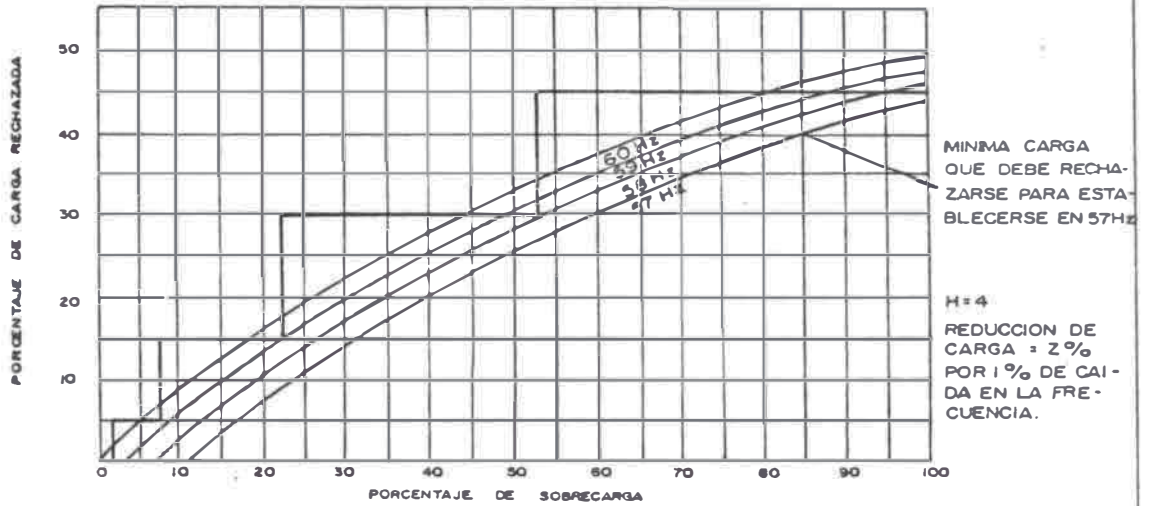


FIG 13.- PROGRAMA DE RECHAZO DE CARGA DE CUATRO ETAPAS PARA PROTEGER HASTA 100 % DE SOBRECARGA

AJUSTES DE RELES

4 ETAPAS	59.5, 59.3, 58.8, 58.0 Hz	5, 10, 15, 15 % DE RECHAZO
3 ETAPAS	59.2, 58.8, 58.0 Hz	10, 15, 20 %
2 ETAPAS	58.8, 58.1 Hz	20, 25 %

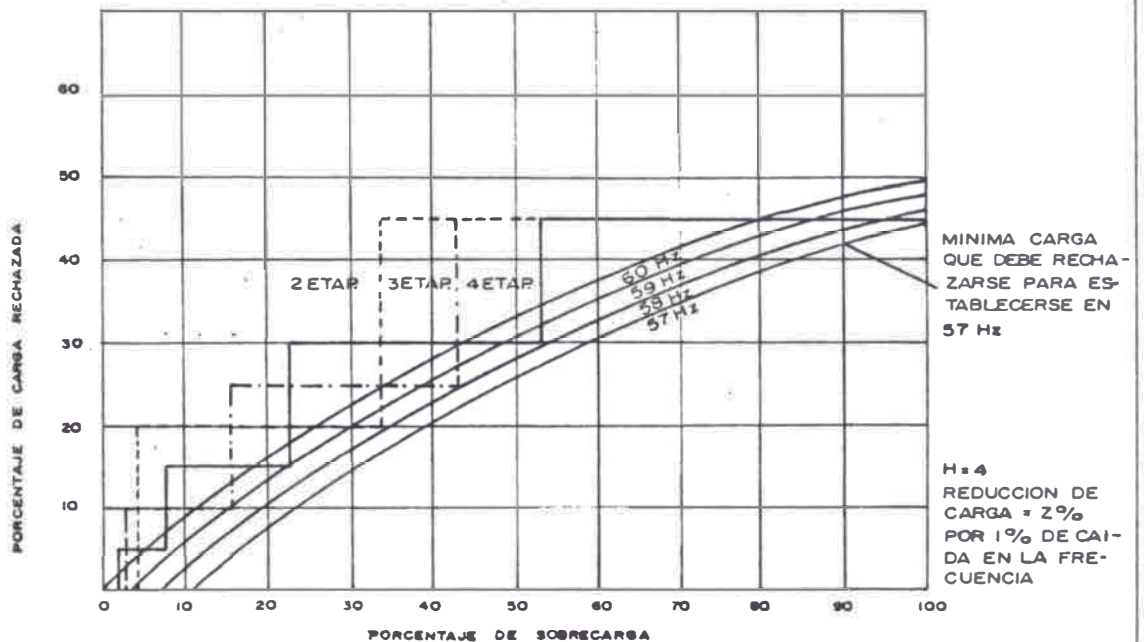


FIG 14.- COMPARACION DE PROGRAMAS DE RECHAZO DE DOS, TRES Y CUATRO ETAPAS PARA PROTEGER HASTA 100 % DE SOBRECARGA

Para sobrecargas altas los ajustes discretos de frecuencia pueden resultar inadecuados para detener la caída de la frecuencia a un valor por encima de la frecuencia mínima del generador, debido a los tiempos de operación del interruptor y el relé. Una unidad suplementaria de medición df/dt de la razón de caída de la frecuencia puede proveer una solución en tales casos, pero por razones de seguridad esta unidad debe ser entrelazada para operar sólo debajo de un ajuste de frecuencia fijo.

2.2.7.- Retardo de Tiempo.-

Es ventajoso mantener el tiempo de disparo de los relés de frecuencia tan corto como sea posible. Esto evita una caída de frecuencia innecesariamente grande. Aparte de eso, también se reducen los problemas de selectividad entre las etapas adyacentes.

De otro lado, es necesario tener un mínimo retardo de tiempo para evitar disparos inoportunos. Para la protección de las unidades de generación, el tiempo de disparo se adapta de acuerdo al tiempo permitido para la condición de subfrecuencia.

La simulación de esquemas de rechazo de carga continuos sin retardo de tiempo da como resultado el rechazo de una mínima cantidad de carga. Con la representación del retardo de tiempo hay una excursión de frecuencia debajo del ajuste de disparo del relé antes que las cargas sean realmente rechazadas. Esto normalmente resulta en la selección de relés adicionales y rechazar más carga que la mínima requerida (Ver Fig. 17) .

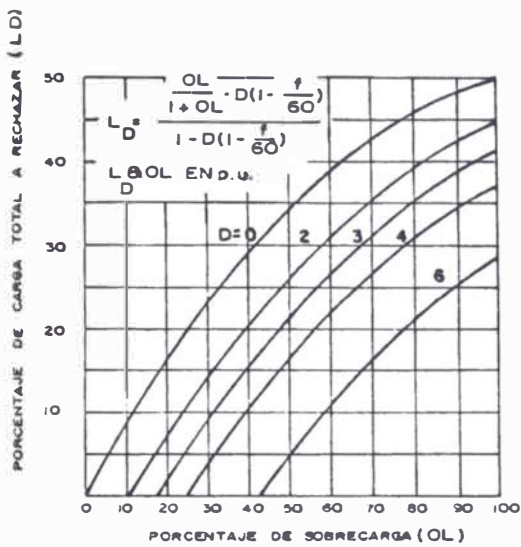


FIG15-- REQUERIMIENTOS DEL REHAZO DE CARGA PARA ESTABLECER LA FRECUENCIA EN 57 Hz

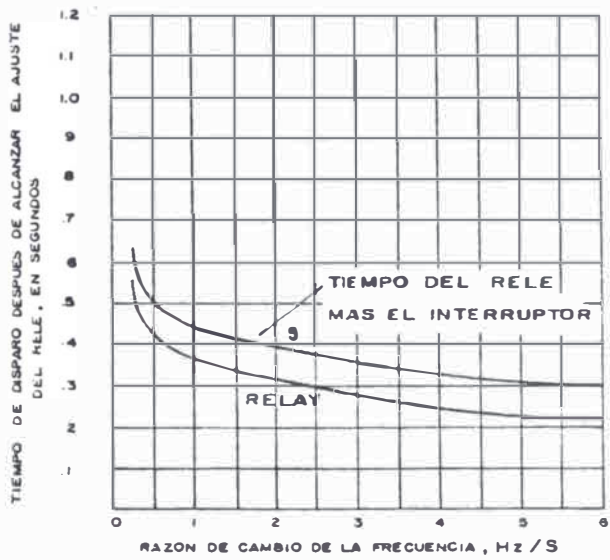


FIG16-- CARACTERISTICA DEL TIEMPO DE DISPARO DE LOS RELES DE MINIMA FRECUENCIA

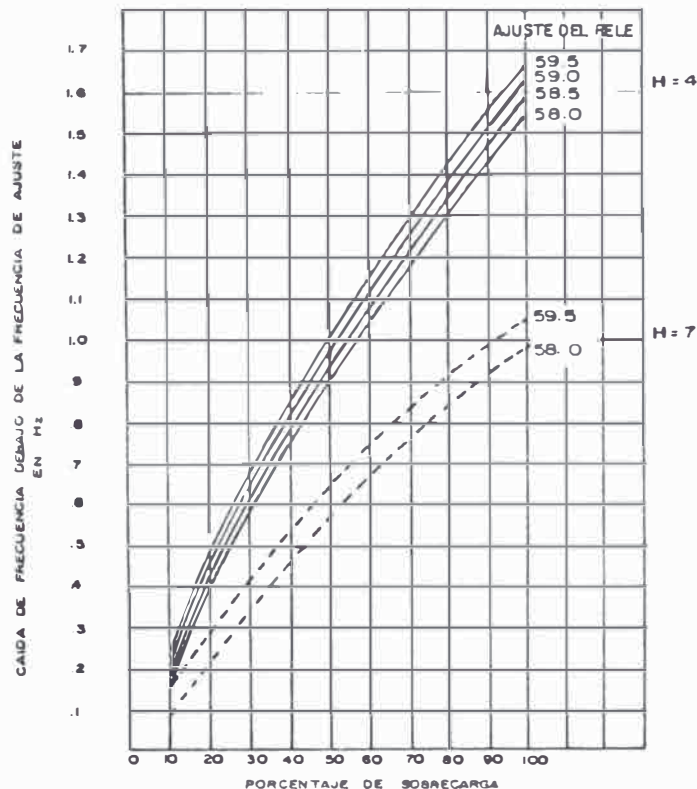


FIG17-- CAIDA DE FRECUENCIA DEBAJO DE LA FRECUENCIA DE AJUSTE PARA VARIAS SOBRECARGAS

Los programas de rechazo de carga variarán dependiendo de los objetivos y la naturaleza del sistema, cuyos parámetros varían indistintamente y son impredecibles en cierto grado. Los programas deben por lo tanto incluir temporizadores de respaldo para rechazo de carga adicional si la frecuencia permanece por debajo del valor escogido por demasiado tiempo.

C A P I T U L O I I I

A P L I C A C I O N D E L A T E O R I A A U N A

R E D R E A L

Cuando un sistema de potencia está sobrecargado, sea por demasiada carga conectada o por pérdida de generación, el sistema responderá con una caída de su frecuencia.

El comportamiento dinámico del sistema puede simularse empleando un " modelo simplificado de carga / frecuencia " y un adecuado programa de simulación. Este modelo se muestra en el Apéndice 2 .

3.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Generalmente las perturbaciones de frecuencia en las barras son de diferente magnitud para cada barra. Si dos o más barras se caracterizan por igual variación de la frecuencia, entonces se dice que ellas oscilan al unísono o bien coherentemente .

Consideremos un conjunto de n masas interconectadas por resortes de diferentes constantes de rigidez. Si dos masas se conectan a través de un resorte relativamente rígido, estas dos masas desarrollarán oscilaciones casi idénticas. Existe una situación análoga usualmente en un sistema de potencia. Se tienen grupos de barras que están unidas por medio de líneas relativamente rígidas. Las líneas de enlace que interconectan tales grupos dentro de "islas de potencia" son relativamente débiles. Tal concentración de barras dentro de áreas de control simplifica considerablemente el análisis del sistema.

De los estudios de flujo de carga y de las investi-

gaciones de sensibilidad se tiene que :

- Los cambios en la potencia activa de una barra afectan, esencialmente sólo los ángulos de fase de la tensión en la barra (y por ende los flujos de potencia activa), pero dejan las magnitudes de la tensión de la barra (y por ende los flujos de potencia reactiva) casi inmutables.
- Los cambios de potencia reactiva de una barra afectan, esencialmente sólo las magnitudes de la tensión de la barra (y por ende los flujos de potencia reactiva), pero dejan los ángulos de fase de la tensión de la barra (y por ende los flujos de potencia activa) casi inmutables .

Basados en estas propiedades se puede dividir el control total del sistema en dos canales de control separados.

En general, el lazo de control $Q-V$ es mucho más rápido que el lazo $P-f$, debido a las constantes de inercia mecánicas. Puede asumirse que los transitorios en el lazo $Q-V$ están terminados esencialmente antes que el lazo $P-f$ reaccione, luego puede desprejarse el acoplamiento entre los lazos de control.

3.1.1.- Definición de Area de Control.-

El control carga/frecuencia es conducido claramente y en forma colectiva por un esfuerzo coherente de todas las unidades de generación dentro de una llamada "área de control". Generalmente, los límites de las áreas de control coinciden con aquellos de los sistemas de potencia individuales que pertenecen a una isla. En un sentido más estricto, todos los generadores en un área de control deben constituir un grupo coherente .

En el presente análisis, la coherencia es asumida tácitamente.

El concepto de área de control es realmente relativo. Por ejemplo, los bloques de potencia oriental y occidental de los Estados Unidos contienen cada uno muchas áreas individuales de control. Estos dos bloques están interconectados por medio de líneas de enlace en el medio oeste relativamente débiles, y en el estudio de las oscilaciones de potencia en estas líneas, es posible considerar ambas áreas como dos enormes grupos coherentes de máquinas oscilando una con respecto a la otra.

3.2.- MODELACION DEL SISTEMA

Para la derivación de un modelo carga/frecuencia simplificado es necesario establecer primero la dependencia de la frecuencia y de la tensión con respecto a las potencias activa (P) y reactiva (Q) del sistema :

$$\begin{aligned} f &= f (P, Q) \\ y & \dots\dots\dots (A) \\ V &= V (P, Q) \end{aligned}$$

De acuerdo a las consideraciones de la sección 3.1 , y debido principalmente a que los elementos de transmisión (líneas, transformadores, etc.) son principalmente inductivos a frecuencia nominal ($\omega L \gg R$, $X/R \cong 5$), es posible desacoplar el modelo (A) en :

$$\begin{aligned} f &= f (P) && \dots\dots\dots (B) \\ V &= V (Q) && \dots\dots\dots (C) \end{aligned}$$

Para el presente análisis, por lo tanto en la aplicación a una red real se tomará en cuenta para el desarrollo del programa el modelo según (B) .

Debido también a que los elementos de transmisión tienen constantes de tiempo mucho más pequeñas que las de los generadores (ver 3.3.1), donde:

$$T_L = \frac{L}{R} = \frac{\gamma}{\omega_0 * R} \approx \frac{5}{377} \text{ seg.}$$

T_L = constante de tiempo de las líneas de transmisión.
 ω_0 = frecuencia angular del sistema a 60 Hz.

el modelamiento de las líneas de transmisión puede evitarse, y así la red de transmisión es concentrada en un punto (MODELO CONCENTRADO). Por lo tanto, todos los generadores y las cargas son concentradas a este punto .

Del mismo modo, todos los generadores y cargas pueden ser representados por un único generador equivalente y similarmente todos los reguladores de velocidad de las turbinas, y las cargas son reducidos a uno solo. Esta simplificación se aplica (p.ej. en plantas industriales) considerando una red grande cuyo comportamiento es similar al de un generador que alimenta una red concentrada .

Para el propósito de modelar el sistema a simular, la red real es considerada como una red isla. Es decir, todos los generadores y las cargas del sistema total se consideran como un grupo coherente, lo que significa que la pérdida de un generador dondequiera que ocurra afectará por igual a todo el sistema hasta que se restablezca el balance. Debido a que esta red es una isla, el bloque de transferencia de potencia " Red Grande " (que incluye la potencia de transferencia a través de las líneas de interconexión entre las islas)

no es necesario que se considere conforme con el Apéndice 2.

El concepto de red grande presupone un bloque de transferencia de potencia a través de la línea de enlace de, al menos dos islas de un sistema, lo que significa el flujo de potencia del área no afectada hacia la otra para restablecer la frecuencia a su valor nominal.

Puesto que el período de tiempo de la simulación considerado es un máximo de 60 segundos, la regulación potencia / frecuencia (control secundario), cuyo tiempo de reacción puede ser más largo, no es incluida en el modelo .

Además, desde el punto de vista de la estabilidad es importante que la frecuencia retorne a valores aceptables dentro del tiempo más corto posible.

3.3.- MODELACION DE LOS COMPONENTES

El modelo de los componentes que intervienen en el programa de rechazo de carga se indica en los bloques de control del Apéndice 2 . A continuación se da una explicación resumida de estos componentes, de su influencia dentro del programa y las ecuaciones que gobiernan su comportamiento.

3.3.1.- Generadores .-

El comportamiento de los generadores incluyendo sus turbinas es descrito por las siguientes ecuaciones

La potencia de entrada al generador es igual a su potencia de salida más una potencia acelerante

$$P_{mec} = P_{elec} + P_{ac} \dots\dots\dots (1)$$

Esta potencia acelerante es almacenada en la masa rotativa del generador y la turbina, cuya energía cinética es una medida para la constante de inercia H :

$$E_c = \frac{J * \omega_0^2}{2} \dots\dots\dots (2)$$

$$H = \frac{E_c}{S_N} \dots (3) \Rightarrow J * \omega_0 = \frac{2 * H * S_N}{\omega_0} \dots (4)$$

- donde: J = momento de inercia .
 ω_0 = velocidad angular a frec. nominal .
 S_N = potencia aparente nominal del generador.
 E_c = energía cinética .
 H = constante de inercia .

La potencia acelerante puede ahora expresarse en función de las cantidades de arriba y la derivada de la velocidad angular ya que :

$$P_{ac} = T_{ac} * \alpha \dots\dots\dots (5)$$

- donde : T_{ac} = torque acelerante ($J * \omega_0$).
 α = aceleración angular ($d\omega/dt$).

$$\text{Luego : } P_{ac} = J * \omega_0 * \frac{d\omega}{dt} = \frac{2 * H * S_N}{\omega_0} * \frac{d\omega}{dt} \dots (6)$$

En función de la frecuencia ($\omega = 2 \pi F$):

$$P_{ac} = \frac{2 * H * S_N}{2 * \pi * F_0} * 2 * \pi * \frac{dF}{dt} = 2 * H * \frac{S_N}{F_0} * \frac{d(F/F_0)}{dt} \dots (7)$$

Usando valores por unidad para la frecuencia y la potencia acelerante resulta :

$$\frac{d (F/F_o)}{dt} = \frac{P_{ac}}{2 * H * S_N} * \frac{P_G}{P_G} \dots\dots (8)$$

donde: P_G = potencia de generación resultante posterior a la pérdida de generación en MI.

Integrando nos da:

$$\int_{F_o/F_o}^{F_T/F_o} d (F/F_o) = \int_0^t \frac{P_{ac}}{P_G} * \frac{P_G}{2 * H * S_N} dt$$

$$\Rightarrow \frac{F_T - F_o}{F_o} = \frac{P_G}{2 * H * S_N} \int_0^t \frac{P_{ac}}{P_G} dt \dots (9)$$

donde: F_o = frecuencia nominal de la red .
 F_T = frecuencia de la red en el instante t .

Como la P_{ac} para pérdida de generación es un valor negativo, y la diferencia del miembro de la izquierda de la ecuación (9) también lo es para este caso, multiplicamos ambos miembros por -1, para obtener las variaciones en valor absoluto de potencia y frecuencia; de la ecuación (9) :

$$\underbrace{\frac{F_o - F_T}{F_o}}_{DF} = \frac{P_G}{2 * H * S_N} \int_0^t \underbrace{\left(\frac{-P_{ac}}{P_G} \right)}_{DPG} dt \dots (10)$$

donde: DF = variación de frecuencia en p.u.

DPG = potencia acelerante en p.u.

Se observa que DF se hará entonces positivo para disminución de la frecuencia, luego la ecuación final que nos da la fórmula para el modelo es :

$$DF = \frac{P_G}{2 * H * S_N} \int_0^t (DPG) \cdot dt \dots (11)$$

3.3.2.- Reguladores de las Turbinas.-

Este bloque se encarga del efecto de auto-regulación del generador y del retardo inherente del sistema de accionamiento de la turbina .

El control PRIMARIO está considerado en base a K (la característica del regulador de velocidad), el valor inverso del "estatismo" s del regulador de la turbina, e indica el porcentaje de incremento en la potencia de salida por porcentaje de disminución en la frecuencia, (P.ej. s = 4% = 0.04, entonces K = 25.0) . La cantidad de potencia disponible por el control primario depende de la carga del sistema. En el presente estudio se asume que todas las turbinas están equipadas con reguladores primarios.

La constante de tiempo T del sistema regulador y de accionamiento de la turbina es decisiva para el retardo de tiempo que se forma por la integral de la diferencia de las potencias de entrada de este elemento del modelo.

El control SECUNDARIO (regulación P/f) no es considerado por las razones explicadas en la sección 3.2 .

Como ilustración de la deducción de la ecuación que gobierna este bloque, tenemos :

- Por efecto del regulador primario :

$$DPI = K * (DF + \frac{DB_T}{T}) \dots\dots\dots (12)$$

cuya ecuación para el modelo es:

$$DPI = K * DF \dots\dots\dots (13)$$

donde: DF = variación de la frecuencia en p.u.

K = característica del regulador primario en % MW / % HZ .

DPI = variación de la potencia por acción del regulador primario en p.u.

DB_T = ancho de banda de sensibilidad del regulador; para efectos del estudio se desprecia su valor.

- El valor de DPI está limitado a un límite superior que nos indica la capacidad de reserva de la turbina conocida como SPINNING RESERVE, y un límite inferior constituido por el nivel de ausencia de carga; luego, la salida del regulador será un valor tal que :

$$DPQ = \begin{cases} DPQU & , \text{ si } DPI \gg DPQU . \\ DPI & , \text{ si } DPQL < DPI < DPQU . \\ DPQL & , \text{ si } DPI \leq DPQL . \end{cases} \dots\dots (14)$$

donde: DPQU = límite superior de salida del regulador, y su valor depende de la capacidad de reserva del sistema, en p.u.

$DPQL$ = límite inferior de salida del regulador, y su valor en p.u. es igual a -1 .

DPQ = variación de la potencia a la salida del regulador primario, en p.u.

- Sin considerar la acción del regulador secundario ($DPP = 0$) por los motivos ya expuestos, tenemos :

$$DPR = DPQ + \cancel{DPP} \dots\dots\dots (15)$$

ó bien : $DPR = DPQ \dots\dots\dots (16)$

donde: DPR = variación de la potencia mecánica debido a la acción conjunta de los reguladores de la turbina , en p.u.

- Finalmente, por efecto de la constante de tiempo se produce un retardo en la entrega de la potencia que viene gobernada por la siguiente ecuación diferencial :

$$\frac{d(DPT)}{dt} = \frac{1}{T} (DPR - DPT) \dots (17)$$

ó ,

$$DPT = \frac{1}{T} \int_0^t (DPR - DPT) dt \dots (18)$$

donde: T = constante de tiempo del sistema regulador y de accionamiento de la turbina en seg .

DPT = variación total de la potencia mecánica a la salida de la turbina en p.u. para el instante t .

Como ilustración de esta sección, se presenta el diagrama de bloques del sistema regulador de la turbina considerado en la simulación, (Ver Apéndice 1) .

3.3.3.- Cargas .-

La dependencia de la frecuencia por la carga puede dividirse en una parte estática y una parte dinámica. La parte estática es descrita por el factor de reducción de carga, el cual indica el porcentaje de reducción de la carga por porcentaje de caída de la frecuencia. El valor real de D depende del sistema y puede ser determinado solamente por la evaluación de los registros del comportamiento de la frecuencia durante disturbios (en el presente estudio se han simulado valores típicos de D).

La parte dinámica toma en cuenta las capacidades de almacenamiento de energía de las masas rotativas de la carga. Este término es despreciablemente pequeño y difícilmente puede calcularse su valor real. Por lo tanto, no es considerado en el modelo.

El efecto del factor de reducción de carga sobre la carga total del sistema bajo variaciones de la frecuencia nos da :

$$DPF\theta = D * DF * \frac{P_L}{P_G} \dots\dots\dots (19)$$

donde: P_L = carga total del sistema en MW.
 D = factor de reducción de carga en MW/Hz
 $DPF\theta$ = variación de potencia de la carga por efecto del factor de reducción para variaciones de la frecuencia .

3.3.3.1.- Efecto del Rechazo de Carga.-

El rechazo de un bloque de carga por acción de los relés de mínima frecuencia conectados al sistema produce a su vez una variación de potencia en el sistema, el efecto de esta variación se añade a la potencia acelerante conforme al instante en que se produzca el rechazo, en el estado anterior al rechazo el valor del efecto es cero, luego:

$$DPF(i) = A_i * \left(\frac{P_i}{P_G} - \frac{P_i}{P_G} * 2 * D * DF \right) \dots (20)$$

ó,

$$DPF(i) = A_i * \frac{P_i}{P_G} * (1 - 2 * D * DF) \dots (21)$$

donde: P_i = bloque de carga i , en MW.

$DPF(i)$ = variación de la potencia por efecto del rechazo del bloque de carga i , en p.u.

A_i = "flag" tipo escalón unitario, es cero mientras no ocurre el rechazo, y se hace 1 en el instante de rechazo del bloque i .

i = subíndice que designa al bloque de carga correspondiente.

El segundo miembro de la ecuación (20) se debe a que estas cargas al momento de ser rechazadas ya están reducidas por el factor D , en $(P_i/P_G) * D * DF$, y como el efecto de reducción de la carga total todavía considera al bloque i entonces su efecto es doble finalmente.

Finalmente tenemos :

considera a DPT y DPL como contribuciones que tienden a disminuir el desbalance producido por la sobrecarga inicial (por ello su inclusión en la potencia acelerante es con signo negativo). Por lo tanto, la ECUACION DE MOVIMIENTO del sistema en el dominio de la frecuencia resulta de (11) y (24) :

$$DF = \frac{P_G}{2 * H * S_N} \int_0^t (DPS - DPT - DPL) dt \quad ..(25)$$

3.3.5.- Relés de Frecuencia.-

A fin de mantener la frecuencia del sistema en un nivel aceptable deben removerse los bloques de carga adecuados con el mínimo de retardo de tiempo, sin embargo ninguna carga debe ser removida innecesariamente. Para lograr esta opción, deben tomarse en cuenta bloques de carga de magnitud lo más pequeña posible.

Las prioridades de las cargas a rechazar han sido definidas para la RED REAL conforme a posibles consideraciones operacionales; las magnitudes de las cargas se toman en base a los "valores picos" de acuerdo al flujo de carga de la red simulada, es decir a los valores de las cargas en la hora de máxima demanda. Estos valores simulados se muestran en el Apéndice 5.

El esquema de rechazo de carga para la RED REAL simulada toma en cuenta:

- 9 ó más etapas de rechazo igualmente espaciadas entre 57 y 59 Hz.
- Pequeños bloques de carga, cada uno coordinado con una frecuencia de ajuste, y un paso de frecuencia fijo más alto entrelazado con una unidad gradiente df/dt de medición .
- Un arreglo de "transferencia de disparo" para evitar la posible estabilización de la frecuencia entre 2 pasos ó etapas.
- No debe tenerse ningún retardo de tiempo intencional, excepto para un tiempo de evaluación adecuado como previsión de extrema seguridad.

Para efectos del diseño del programa se ha considerado el empleo de relés de frecuencia BBC tipo FCX 103b, cuyas características y datos técnicos se muestran en el Apéndice 8. El funcionamiento de este tipo de relé es simulado según el Apéndice 2.

C A P I T U L O I V

P R O G R A M A D E R E C H A Z O D E C A R G A

El Programa de Rechazo de Carga ha sido diseñado y escrito en lenguaje Fortran, y elaborado para ser usado en cualquier modelo de Computador .

Los nombres de las variables, fórmulas, operadores y demás elementos usados en el programa guardan relación con las notaciones dadas en la modelación de los componentes de la sección 3.3; esto se hace para una mejor comprensión del funcionamiento y manejo de los elementos matemáticos de la Ingeniería de Control.

4.1.- PARTES DEL PROGRAMA

El programa fuente se ha dividido convenientemente en siete partes con funciones propias y definidas, con el fin de ofrecer un claro panorama de su funcionamiento

4.1.1.- Inicialización y Lectura de Datos:

Primeramente se definen los parámetros que intervienen en el programa (la mayoría de estos son declarados como reales de doble precisión para tratar de minimizar en lo posible los errores de truncamiento y la acumulación de los mismos en los procesos iterativos a realizarse). El dimensionamiento de las variables suscritas es realizado también en esta etapa del programa.

Una vez definidos los parámetros, el programa procede a la lectura de las tarjetas de datos: parámetros característicos, bloques de generación, bloques de carga con los respectivos ajustes de los relés de mínima frecuencia instalados en el sistema. Es necesario notar que algunos de estos datos de entrada pueden asumir valores dados por el programa por 'default', como se verá más adelante en la sección referida al formato de las tarjetas de entrada.

Se incluyen además los formatos ó tarjetas FORMAT escritas para la entrada y salida de los valores leídos y calculados respectivamente por el programa.

4.1.2.- Cálculo de los Parámetros del Generador y Turbina Equivalentes - Cálculo de la Sobrecarga Inicial .-

Se procede de la siguiente manera:

Sean $S(i)$, potencia aparente; $H(i)$, la constante de inercia; $T(i)$, la constante de tiempo del sistema de accionamiento y regulación de la turbina; y $K(i)$, la característica del regulador de la turbina del bloque generador i correspondiente, donde i varía de 1 hasta M (número total de bloques generadores), tenemos:

$$S_N = \sum_{i=1}^M S(i) = \text{Potencia aparente instalada.} \\ \text{(MVA)}$$

$$H_p = \sum_{i=1}^M S(i) \cdot H(i) / S_N = \text{Constante de Inercia} \\ \text{Ponderada (Seg.)}$$

$$T_p = \sum_{i=1}^M S(i) \cdot T(i) / S_N = \text{Constante de tiempo de la turbina equivalente (Seg.)}$$

$$K_p = \sum_{i=1}^M S(i) \cdot K(i) / S_N = \text{Característica del regulador de la turbina equivalente (...)}$$

SHG

Los cálculos hechos se justifican, en base al modelo del sistema de potencia considerado en el programa, es decir la representación de una máquina equivalente de generación en base a los parámetros de los bloques generadores individuales.

Para las consideraciones del programa, la carga total del sistema debe dividirse en una carga base (P_0) que siempre se va a mantener en el sistema, y un número apropiado de bloques de carga $P(j)$ a ser rechazados en diferentes etapas de frecuencia y/o tiempo. La suma de estas cargas menos la pérdida de generación, se considera como la generación total P_G a la cual son referidas después todas las cargas posteriormente al disturbio. Luego, para j que varía de 1 hasta N (número total de bloques de carga a rechazar), tenemos:

$$P_L = P_0 + \sum_{j=1}^N P(j) = \text{carga total (MW.)}$$

$$P_G = P_L - P_A = \text{generación total con pérdida de generación (} P_A \text{) incluida (en MW.)}$$

Finalmente se tiene:

$$DPS = (P_L - P_G) / P_G = \text{sobrecarga inicial (en p.u.)}$$

4.1.3.- Parámetros del Listado y del Gráfico.-

Esta parte del programa, en base a los datos de las abscisas mínima y máxima de la frecuencia para el formato de salida del gráfico, calcula el paso de frecuencia dentro del campo de impresión, se calculan además tres abscisas fijas intermedias igualmente espaciadas para una mejor visión de los resultados. Aquí se establecen además los valores que asume el programa por 'default' de los datos de las Frecuencias mín. y máx. respectivamente.

4.1.4.- Cálculo de la variación de frecuencia DF .-

En primer lugar se inicializan los contadores que van a intervenir en cálculos posteriores, así como también se definen ciertas variables auxiliares.

Como se explicó y definió anteriormente, en la sección 3.3, para la modelación de los componentes, que intervienen en la variación de la frecuencia del sistema, se calculan las variaciones de potencia debido a los efectos combinados de todos los componentes usando para ello las mismas notaciones de la teoría para la escritura de las sentencias Fortran.

El objetivo final es hallar la variación de frecuencia para diferentes instantes de tiempo. En el cálculo intervienen dos ecuaciones diferenciales relacionadas con DF (la variación de frecuencia), y DPT (la variación de potencia a la salida de la turbina), de acuerdo con la sección 3.3 ; para la solución de estas ecuaciones tenemos: el Método de RUNGE-KUTTA de Cuarto Orden para ecuaciones diferenciales simultáneas.

En las pruebas realizadas con este método para diferentes tamaños del paso de integración, se observó que: para un paso de integración de 1 milésimo de segundo, el error de truncamiento en los cálculos se hace casi despreciable. El error de truncamiento es apreciable para pasos de integración mayores a 20 milésimas de segundo, donde el error en los valores de frecuencia calculados se acumula de acuerdo al incremento del tiempo, dando por resultado dispersión de los tiempos para las cargas rechazadas considerando un caso común, aunque esta dispersión es pequeña cuantitativamente puede resultar en un factor inadecuado para el grado de precisión requerido según el caso que se desee simular.

Usando las notaciones de la teoría y de acuerdo con el método, para un instante t se tiene:

$$\frac{d(DF)}{dt} = f(DF, DPT, t) = \frac{P_G}{2 * H * S_{II}} * (DPS - DPT - DPL)$$

cuyas variables de recurrencia son:

$$v_1 = f(DF_n, DPT_n, t_n) * \Delta t.$$

$$v_2 = f(DF_n + v_1/2, DPT_n + w_1/2, t_n + \Delta t/2) * \Delta t.$$

$$v_3 = f(DF_n + v_2/2, DPT_n + w_2/2, t_n + \Delta t/2) * \Delta t.$$

$$v_4 = f(DF_n + v_3, DPT_n + w_3, t_n + \Delta t) * \Delta t.$$

Entonces:

$$DF_{n+1} = DF_n + 1/6 * (v_1 + 2v_2 + 2v_3 + v_4).$$

Del mismo modo, sea:

$$\frac{d(DPT)}{dt} = g(DF, DPT, t) = \frac{1}{T} * (DPR - DPT)$$

cuyas variables de recurrencia son:

$$w_1 = g (DF_n, DPT_n, t_n) * \Delta t.$$

$$w_2 = g (DF_{n+v_1/2}, DPT_{n+w_1/2}, t_n + \Delta t/2) * \Delta t.$$

$$w_3 = g (DF_{n+v_2/2}, DPT_{n+w_2/2}, t_n + \Delta t/2) * \Delta t.$$

$$w_4 = g (DF_{n+v_3}, DPT_{n+w_3}, t_n + \Delta t) * \Delta t.$$

Luego:

$$DPT_{n+1} = DPT_n + 1/6 * (w_1 + 2w_2 + 2w_3 + w_4).$$

donde los valores iniciales de DF y DPT para el instante $t=0^+$ son ceros; de acuerdo con las ecuaciones de arriba, tomando como base los valores de DF_n y DPT_n en el instante t , se calculan DF_{n+1} y DPT_{n+1} para el instante $t + \Delta t$ respectivo; de estos valores se calculan las correspondientes FT_{n+1} (frecuencia del sistema) y DDT_{n+1} (gradiente de la frecuencia) para el instante $t + \Delta t$, repitiéndose este proceso hasta alcanzar el tiempo máximo de simulación requerido. Para una mejor comprensión de lo explicado referirse al diagrama de flujo del Apéndice 4.1 (Bloque α).

4.1.5.- Simulación del Funcionamiento de los relés de mínima frecuencia.-

El modelo del programa considera la simulación de los relés RBC tipo FCX 103b, ligados a un bloque de carga correspondiente. Se ha elegido el tipo mencionado por poseer las mejores características y mayores facilidades de operación. Además, la simulación del funcionamiento de otro tipo de relés se puede hacer modificando los datos de entrada y adecuando sus valores por comparación de los diagramas de bloque de funcionamiento respectivos.

El relé simulado en el Programa posee dos módulos:

MÓDULO A Posee una unidad de frecuencia fija de ajuste $FA(j)$ combinada con una unidad gradiente de frecuencia $GF(j)$, con un tiempo de disparo $TA(j)$.

MÓDULO B Posee una unidad de frecuencia fija de ajuste $FB(j)$, con un tiempo de disparo $TB(j)$, y un temporizador separado para "intertripping" entre etapas $TM(j)$.

La carga será rechazada una vez que el relé respectivo haya alcanzado los puntos de frecuencia y/o gradiente de frecuencia considerados en su ajuste, y luego de haber transcurrido un tiempo igual al tiempo de disparo del módulo más el tiempo de apertura del interruptor.

El arreglo de "intertripping" se usa para rechazar el bloque de carga de la etapa siguiente, después de transcurrido un tiempo $TM(j)$, en caso que la frecuencia del sistema se estabilizara entre dos etapas o puntos de frecuencia. Esta y las otras características mencionadas pueden observarse en el Apéndice 2 del Esquema de Bloques conjuntamente con el Diagrama de Flujo respectivo del Apéndice 4.2 (Bloque β).

El tiempo de evaluación o barrido de los relés es dato de la simulación y puede seleccionarse de los valores presentados en los datos técnicos del relé (Ver Apéndice 8.). Este valor se define como el número de períodos evaluados durante cada medición.

4.1.6.- Formato de impresión de Frecuencia Vs. Tiempo.-

En base a los instantes ó intervalos de impresión (del producto de las variables LL por IX, que relacionan los parámetros de entrada del tiempo máximo de simulación y del intervalo de integración, para el cálculo interno por el programa fuente) se listan las frecuencias del sistema para dichos instantes.

Como formato para impresión en el gráfico, se distribuyen los caracteres: + , * X para las curvas Frecuencia Vs. Tiempo , de acuerdo al factor de reducción de carga respectivo (se recuerda que el programa evalúa hasta un máximo de 3 factores de reducción de carga diferentes) .

En el gráfico se distribuyen las frecuencias como abscisas (ver parte superior de los gráficos), y los tiempos como ordenadas (ver parte lateral de los gráficos).

Los valores numéricos de las frecuencias para los factores de reducción considerados se listan al lado izquierdo de los valores de las ordenadas del tiempo. Esto se hace para comprobar su valor numérico con su posición en el gráfico.

4.1.7.- Formato de impresión de los Tiempos de Rechazo.-

Esta última parte del programa nos ayuda a imprimir en base a un formato dado, los bloques de carga y los tiempos en los cuales han sido rechazados dichos bloques, para la corrida o factor D correspondiente. De no rechazarse algún bloque considerado en los datos de bloques de carga, esto significa que el bloque respectivo no saldrá impreso para este caso.

De no haber ningún rechazo para un factor D simulado no aparecerá nada debajo de dicho factor (se dejará una línea completa en blanco y se pasará al próximo factor).

Esta salida ha sido preparada para verificar el tiempo de rechazo respectivo con el gráfico (donde se debe observar un cambio de pendiente en el punto de rechazo listado) y para comprobar que el tiempo de rechazo se ajusta a los datos de entrada y al momento preciso en que empezó la cuenta del sistema contador más los retardos considerados.

4.2.- ESQUEMA DE BLOQUES Y DIAGRAMA DE FLUJO

El Esquema de Bloques que muestra los factores y componentes considerados en el Programa de Rechazo de Carga se ha dispuesto en el Apéndice 2 el Diagrama de Flujo del programa fuente se muestra también en el Apéndice 4, con dos anexos que muestran los diagramas de flujo de las partes más importantes del programa en detalle (Ver sección 4.1.4 y 4.1.5) en los Apéndices 4.1 y 4.2 . La elaboración del esquema se basó en la teoría y modelación considerados en los capítulos II y III principalmente. El Diagrama de Flujo es un elemento importante pues muestra un panorama amplio, entendible y gráfico de observar los caminos y pasos considerados en la construcción del Programa en lenguaje Fortran .

4.3.- FORMATO DE TARJETAS DE DATOS

Se ha querido mostrar, mediante esta sección la forma y formato de acceso de datos para la corrida de cualquier simulación que se desee, teniendo en cuenta los alcances y restricciones para los datos de entrada. Prácticamente esto constituye la parte más importante de un manual de usuario. El Apéndice 6 sirve de modelo para el ingreso de los datos cuya definición por grupos y característica se dan a continuación:

4.3.1.- TARJETAS DE PARAMETROS CARACTERISTICOS DE LA SIMULACION

Formato de Datos

PRIMERA TARJETA :

COLUMNAS	CONTENIDO	TIPO
01-10	N	I10
11-20	N	I10
21-30	ID	I10
31-40	ITEVR	I10
41-50	IDMAX	I10
51-60	IX	I10

SEGUNDA TARJETA :

COLUMNAS	CONTENIDO	TIPO
01-10	F0	F10.3
11-20	P0	F10.3
21-30	PA	F10.3
31-40	TI	F10.3
41-50	DPQU	F10.3
51-60	DPQL	F10.3

TERCERA TARJETA :

COLUMNAS	CONTENIDO	TIPO
01-10	FMIN	F10.2
11-20	FMAX	F10.2
21-30	D(1)	F10.3
31-40	D(2)	F10.3
41-50	D(3)	F10.3

Descripción

M	Número total de bloques de generación.
N	Número total de bloques de carga.
ID	Número total de factores de reducción de carga.
ITEVR	Tiempo de evaluación del relé (en mseg.)
ITMAX	Tiempo máximo de la simulación (en Seg.)
IK	Intervalo de interacción (en miliseundos)
F0	Frecuencia nominal de la red (en Hz.)
P0	Carga base (en MW.) - constituye la carga del sistema que no está considerada dentro de los bloques de carga a rechazar.
PA	Pérdida de generación (en MW.)
TI	Tiempo de apertura del interruptor (en Seg.)
DPQU	Límite superior de salida de la turbina - capacidad de reserva conectada (en p.u.)
DPQL	Límite inferior de salida de la turbina (en p.u.). No dejar en blanco este campo; se recomienda poner el valor de "-1.0" por ser normalmente el valor mínimo de variación
FMIN	Valor mínimo de la abscisa de la frecuencia para el formato de impresión del gráfico (en Hz). Si se deja en blanco este campo, el programa asume un valor de 54.0 Hz. por 'default'.
FMAX	Valor máximo de la abscisa de la frecuencia para el formato de impresión del gráfico (en Hz). Si se deja en blanco este campo, el programa asume un valor de 60.0 Hz. por 'default'.
D(1)	Factor de reducción de carga (en MW/ MW) empleado en la primera corrida del programa. Es obligatorio llenar este campo.
D(2)	Factor de reducción de carga (en MW/ MW) empleado en la segunda corrida del programa. Si ID=1, dejar en blanco este campo.
D(3)	Factor de reducción de carga (en MW/ MW) empleado en la tercera corrida del programa. Si ID=1 ó 2, dejar en blanco este campo.

Alcances y Restricciones

- I.- A este grupo de tarjetas debe seguir a continuación una "tarjeta en blanco", antes de entrar a las tarjetas para bloques de generadores.
- II.- Los parámetros M y N pueden tomar valores del 1 hasta el 50 como máximo; ID puede tomar valores del 1 hasta el 3 como máximo, de acuerdo a los requerimientos del caso a simular.
- III.- Respecto a IX, ITMAX e ITEVR, se deben cumplir las siguientes 4 restricciones a la vez, por condición de diseño :
- (1) El cociente de: $3000/IX$, debe ser un valor entero.
 - (2) El cociente de: $ITEVR/IX$, debe ser un valor entero.
 - (3) El cociente de: $ITMAX/(3 * IX) = INN$, debe ser un valor entero (INN es una variable interna del programa fuente.)
 - (4) El producto: $25 * INN = LL$, debe ser tal que el cociente de: $3000/LL$ sea un valor entero (LL es una variable interna del programa fuente , y $LL * IX$ representa el intervalo de tiempo de impresión de los valores de las frecuencias, en miliseg.)
- IV.- De no cumplir 1 ó más de los requisitos arriba mencionados, el formato de salida dará valores no esperados y/o resultados equivocados.
- V.- Para $IX=1,2,3,4$ ó 5 se obtiene la misma precisión en los resultados, por lo que se recomienda elegir los valores 4 ó 5 de ser posible, por consumir menos tiempo CPU del Computador. Combinar los valores de IX, ITMAX é ITEVR de tal manera de cumplir las restricciones; existen varias combinaciones posibles. Los valores standard de ITMAX recomendados son 12,15,30,60,90, etc. por comodidad; pero teniendo siempre en cuenta los requerimientos del caso .

4.3.2.- TARJETAS PARA BLOQUES DE GENERADORES

Formato de Datos

COLUMNAS	CONTENIDO	TIPO
06-20	GNOM(I,KH)	5A3
21-30	S(I)	F10.3
31-40	H(I)	F10.3
41-50	T(I)	F10.3
51-60	K(I)	F10.3

Descripción

- GNOM(I,KH) Nombre alfanumérico del bloque generador.
- S(I) Potencia aparente del bloque generador (en MVA). Para pérdida de generación en este bloque, poner el valor de la potencia restante correspondiente; para pérdida total de generación poner "0" ó dejar en blanco este campo.
- H(I) Constante de inercia del generador (en Seg.).
- T(I) Constante de tiempo del sistema de accionamiento y de regulación de la turbina (en Seg.) .
- K(I) Característica del regulador primario de la turbina (en $\frac{\%MW}{\%HZ}$) .

Alcances y Restricciones

I.- Repetir el mismo formato de entrada de datos para la

tarjeta con el siguiente bloque generador hasta completar los M bloques.

- II.- A este grupo de tarjetas debe incluirse a continuación una "tarjeta en blanco" antes de entrar a las tarjetas para bloques de carga .

4.3.3.- TARJETAS PARA BLOQUES DE CARGA

Formato de Datos

PRIMERA TARJETA :

COLUMNAS	CONTENIDO	TIPO
06-20	PNOM(J,KB)	DA3
21-30	P(J)	F10.3
31-40	FA(J)	F10.2
41-50	GF(J)	F10.2
51-60	TA(J)	F10.2

SEGUNDA TARJETA :

COLUMNAS	CONTENIDO	TIPO
31-40	FB(J)	F10.2
51-60	TB(J)	F10.2
61-70	TM(J)	F10.2

Descripción

- PNOM(J,KB) Nombre alfanumérico del bloque de carga.
P(J) Potencia activa del bloque de carga
(en W.)
FA(J) Valor de la frecuencia de ajuste (en Hz)
del módulo A del relé; en caso de no ser
usada esta unidad, dejar en blanco o po-
ner cero "0".
GF(J) Valor de la unidad de gradiente de fre-
cuencia dF/dt de ajuste (en Hz/Seg.) del
módulo A del relé; de no ser usada esta
unidad poner cer "0" ó dejar en blanco
este campo .

TA(J) Tiempo de disparo del módulo A del relé (en Seg.); en caso de no ser usado este módulo poner cero "0" ó dejar en blanco este campo.

FB(J) Valor de la frecuencia de ajuste (en HZ) del módulo B del relé; en caso de no ser usada esta unidad poner cero "0" ó dejar en blanco este campo.

TB(J) Tiempo de disparo del módulo B del relé (en Seg.); en caso de no ser usado este módulo poner cero "0" ó dejar en blanco este campo.

TM(J) Arreglo de intertripping (en Seg.) del módulo B del relé ; en caso de no ser usado este arreglo poner cero "0" ó dejar en blanco este campo .

Alcances y Restricciones

- I.- Repetir el mismo formato de entrada de datos de ambas tarjetas para los datos del siguiente bloque de carga hasta completar los N bloques.
- II.- Generalmente la segunda tarjeta del último bloque de carga se deja en blanco (ya no es necesario el uso del módulo B del relé para este último bloque); pero, de ser necesario se puede llenar con los datos respectivos.

4.3.4.- Modelo de Entrada de Datos

Para la presente sección es necesario consultar con el Apéndice 5 para el Esquema de la Red, y con el Apéndice 6 para el modelo de entrada de datos .

Tomando el modelo de la máquina equivalente, cuyas características ya se mencionaron anteriormente, se ha dividido la Red Real en bloques de carga y bloques de generación conectados a sus respectivas barras de 220 KV. A continuación se explica la entrada de datos para un caso simulado de pérdida de generación en la red real (ver Apéndice 6), en esta parte se describen los datos de entrada incluyendo al parámetro que representan entre paréntesis.

Los bloques de generación en la red, incluyendo los compensadores síncronos, están numerados del 11 al 20, haciendo un total de 10 bloques ($M=10$). Los bloques de carga numerados del 1 al 9 ($N=9$) son aquellos que están considerados dentro del rechazo, es decir representan bloques con relés de frecuencia instalados en sus terminales de 220 KV. Los bloques de carga con el número 10 representan la carga base del sistema que se debe proteger para cualquier condición de sobrecarga.

El caso simula una pérdida de generación de dos grupos en la Central 1 ($PA= 185$), la cual está conformada por los dos bloques designados con el número 11, luego el dato de la potencia aparente de la Central 1 se ve disminuido por la pérdida simulada ($S(1)= 480$ MVA) ya que su valor nominal previo a la pérdida era de 720 MVA.

La carga base la constituye por consiguiente la suma de las potencias de todos los bloques representados con el N.º 10 ($P_0 = 809.0 \text{ MW}$). Los demás datos de las potencias aparentes de los generadores y de las potencias activas de las cargas se ingresan tal y como están dados en los bloques respectivos de la red real.

Los datos de $H(I)$, $T(I)$ y $K(I)$ de cada bloque generador son valores prácticos simulados en base a cantidades típicas para centrales hidroeléctricas.

Los datos de ajustes de frecuencia, gradiente de frecuencia y los tiempos de disparo son valores preparados exclusivamente para la simulación del caso estudiado. Estos ajustes pueden variar de acuerdo a los criterios tomados en cuenta en el diseño y elaboración de los mismos.

Se ha considerado también como valor probable de capacidad de reserva conectada o "spinning reserve" del sistema un 5% ($DPQU = 0.05$), y se han tomado en cuenta tres factores de reducción de carga diferentes ($ID=3$) de acuerdo también a valores típicos ($D(1)=1.0$, $D(2)=1.5$, $D(3)=2.0$).

El tiempo máximo de simulación ($ITMAX = 60 \text{ seg.}$), el intervalo de integración ($IX = 5 \text{ mseg.}$), y el tiempo de evaluación del relé ($ITEVR = 100 \text{ mseg.}$) están representados por valores fijados de acuerdo a un caso particular.

Como última observación se indica que la salida de este caso es mostrada en el Apéndice 7.6.

4.4.- SIMULACIONES EFECTUADAS EN LA RED REAL

Para comprobar el buen funcionamiento del programa así como sus características de salida, se han simulado siete casos que representan la pérdida de tres estaciones o cantidades de generación en centrales de la red real para verificar la efectividad de los ajustes propuestos en los relés de frecuencia. Para facilitar la comprensión de los resultados o continuación se explican solamente las salidas para el factor $D(2) = 1.5$ como valor representativo de la variación de la magnitud de la carga para las variaciones de frecuencia (las salidas se muestran en el Apéndice 7).

En las simulaciones N.º 1, 2 y 3 se ha simulado la pérdida de 240 MW. que representa el total de generación de los cuatro generadores de la CENTRAL 4

Simulación N.º 1 .- Los ajustes propuestos en los relés representan un sistema de tiempo graduado para una frecuencia de ajuste única en todos los bloques. El bloque de carga N.º 1 posee un ajuste adicional de -1.0 para el gradiente de frecuencia lo que evita su rechazo innecesario en caso de una sobrecarga no muy severa. Se dispuso una capacidad de reserva conectada del 5%, o sea aproximadamente 47 MW. Se rechazaron cinco bloques de carga totalizando 169 MW. La frecuencia cayó hasta los 55 Hz. restaurándose posteriormente la frecuencia a un valor permisible de 58 Hz. después de 30 segundos. La diferencia final de 24 MW. de

desbalance no permite el retorno de la frecuencia al valor nominal lográndose la estabilización de la frecuencia en aproximadamente 58.8 Hz.

Simulación N.º 2 .- Los ajustes propuestos representan un sistema de frecuencia graduable con tiempos de disparo más cortos. Se rechaza la misma cantidad de carga del caso anterior y por lo tanto la frecuencia se estabiliza en el mismo valor. Sin embargo, la frecuencia cae cerca de los 56.8 Hz como valor mínimo y el tiempo de recuperación es sólo de 15 segundos.

Simulación N.º 3.- Aquí se muestra la influencia de la capacidad de reserva conectada, que se fija en cero para este caso. Son rechazados dos bloques adicionales con respecto al caso anterior totalizando 259 MW. El rechazo de potencia en exceso (100W.) causa el retorno de la frecuencia al valor nominal después de 25 segundos y la frecuencia solamente cae hasta cerca de los 56 Hz. Esta simulación también demuestra que los retardos de tiempo tendrían que incrementarse si la capacidad de reserva conectada fuera más pequeña o su constante de tiempo de disponibilidad fuera más corta.

En las simulaciones N.º 4, 5, 6 y 7 se ha simulado la pérdida de diferente número de grupos del bloque de la CENTRAL 1 :

Simulaciones N.º 4 y 5.- Se asume la pérdida de cuatro generadores que representan 370 MW. En este caso las redes son desacopladas en la barra 8 después del retardo de tiempo prefijado. Se rechazan ocho bloques de carga en ambas simulaciones y, puesto que la capacidad de reserva conectada es suficiente para contrarrestar la deficiencia restante, la frecuencia retorna a su valor nominal. Con el esquema de ajustes propuesto en la segunda de estas dos simulaciones, la frecuencia cae a sólo 55 Hz. en lugar de los 52 Hz de la primera, además el tiempo de recuperación es de 25 seg. en vez de los 50 seg. como comparación de ambos casos.

Simulaciones N.º 6 y 7.- Se asume la pérdida de dos generadores que representan 185 MW. Aunque no se considera el desacoplo de las redes, la misma cantidad de carga es rechazada en ambos casos de modo que ambos esquemas son igualmente válidos. Puesto que hay una deficiencia de casi 40 MW que no es cubierta por la capacidad de reserva conectada, la frecuencia se estabiliza sobre los 58.0 Hz .

Como comentario final de los casos simulados que representan el 25.6%, 46.7%, y 18.6% de sobrecarga inicial respectivamente, es necesario indicar que estas sobrecargas representan los disturbios más severos posibles en la red real simulada, y por consiguiente los ajustes de los relés de frecuencia deben fijarse de acuerdo a estos valores para obtener el óptimo de rechazo de carga para los diferentes tamaños de disturbios que se puedan presentar.

C O N C L U S I O N E S

- La protección de los sistemas de potencia por medio de relés automáticos de mínima frecuencia es uno de los más atractivos para combatir rápidamente la caída de frecuencia porque es efectivo, puede ser implementado independientemente en muchas estaciones esparcidas a través de todo el sistema con confiabilidad resultante alta, y puede acomodarse más fácilmente a los requerimientos individuales de las islas o áreas que conforman el sistema
- El Programa de Rechazo de Carga para Computador es una herramienta muy útil para simular el comportamiento de la frecuencia de un sistema para diferentes tamaños de sobrecarga, tomando como base la elección de un modelo simplificado del sistema y de los componentes que intervienen en el programa de rechazo los cuales deben permitir reflejar en lo posible las características propias de la red.
- En el diseño de los ajustes de los relés de frecuencia se pueden tomar en cuenta dos criterios: "un sistema de tiempo graduado" que emplea una única frecuencia fija de ajuste para todos los relés (que probablemente es la frecuencia de oscilación crítica) con tiempos de disparo espaciados en etapas relativamente largas; "un sistema de frecuencia graduada" con un número de etapas que contienen frecuencias de ajuste espaciadas en diferentes valores con tiempos de disparo más cortos, operando además en paralelo con unidades de gradiente de frecuencia .

- El propósito de las simulaciones realmente es demostrar que los tiempos de respuesta cortos mantendrán la frecuencia en un nivel aceptable y por lo tanto se conservará la estabilidad del sistema.
- En el estudio se ha omitido el uso del bloque "Red Grande" que corresponde a la transferencia de potencia a través de la línea de enlace de dos o más islas de un sistema interconectado. Esto se hace por considerar la estructura de la red real simulada más fácil de modelar con este criterio y por ser la magnitud total de generación pequeña como para repartirla entre islas independientes.
- El Programa elaborado puede simular el funcionamiento de otros tipos de relés de mínima frecuencia. Ello se debe a que las características de operación de los diferentes tipos son en cierta forma similares. El relé BBC tipo FCX 103b comprende en su diseño y operación el mayor número de facilidades que se puedan encontrar, y es posible por lo tanto simular el comportamiento de otros relés en base a modificaciones en los datos de entrada para asemejar sus características a las del relé base considerado.
- Para asegurar el abastecimiento de potencia a clientes importantes tales como hospitales, radio, televisión, telecomunicación e instalaciones de computación, el esquema de rechazo de carga tendría que ser transferido a un nivel de tensión menor como de 10 KV por ejemplo. Esto permitiría una mejor distribución de las cargas rechazadas pero resultaría costoso en su implementación y poco práctico a nivel de protección de la estabilidad del sistema total que es lo que realmente tiene mayor importancia.

- El Programa de Rechazo de Carga estudiado puede acomodarse de acuerdo a las necesidades de cualquier red de potencia requiriendo para ello tan solo repartir adecuadamente las cargas y generación en bloques de potencia siguiendo el modelo propuesto de simplificación para manejar adecuadamente el manual de usuario del programa.
- Es necesario hacer notar que el presente programa no realiza el ajuste óptimo de los relés sino que es un instrumento que nos permite verificar el comportamiento promedio de la frecuencia de la red de acuerdo a los ajustes propuestos por el personal encargado del diseño de los mismos.
- El Programa de Rechazo de Carga permite la simulación de diferentes magnitudes de sobrecarga con el objetivo de verificar la efectividad de los ajustes propuestos teniendo presente lo siguiente:
Para la sobrecarga más severa, se debe evitar la caída de la frecuencia por debajo de la frecuencia mínima de operación , y a la vez con los mismos ajustes simulados, evitar el rechazo innecesario de carga para sobrecargas más pequeñas. Este razonamiento nos ayuda en el diseño de ajustes óptimos de los relés de frecuencia para la elaboración correcta de un programa adecuado de rechazo de carga.
- El Programa requiere de datos confiables de los parámetros involucrados en el rechazo de carga para obtener la simulación optimizada del comportamiento de la frecuencia del sistema para determinadas sobrecargas. Es necesario por lo tanto recurrir a los "oscilógrafos de frecuencia," los cuales son muy importantes puesto

que éstos son capaces de registrar el valor de la frecuencia del sistema durante el tiempo que dure la sobrecarga. Los datos que nos proporcione este dispositivo ayudan a determinar un valor promedio del factor de reducción de carga del sistema para las variaciones de frecuencia , y a la vez puede ser útil en la comprobación de los demás parámetros involucrados tales como las constantes de tiempo de accionamiento y regulación de las turbinas, las constantes de inercia de los generadores, etc, cuyos valores prácticos puedan resultar muy importantes para evaluar la eficacia del programa de rechazo de carga .

R E F E R E N C I A S

- 1.- R. T. BYERLY , E. W. KIMBARK, " Stability of Large Electric Power Systems ". IEEE Press, New York, 1974.
- 2.- O. FIGERD, " Electric Energy System Theory " . Tata Mc Graw Hill, Publishing Company, New York, 1979 .
- 3.- PAUL M. ANDERSON, " Power System Stability " . Iowa State University, Ames, 1978 .
- 4.- GLENN W. STAGG, " Computer Methods in Power System Analysis " . Mc Graw Hill, New York, 1968 .
- 5.- M. L. JAMES, G. M. SMITH, y J. C. WOLFORD, " Métodos Numéricos aplicados a la Computación Digital con Fortran " . Representaciones y Servicios de Ingeniería S. A. , 1973.
- 6.- E. W. KIMBARK, " Power System Stability " . Vols. I y III, John Wiley & Sons Inc, New York, 1964 .
- 7.- R. C. DURBECK, " Simulation of Five Load Shedding Schedules " . IEEE Trans. Power App. Syst., vol PAS-89 , pp. 959-966, May/June 1970 .
- 8.- P. HARRISON, " Considerations when Planning a Load Shedding Programme " . Brown Boveri Rev. 1980, pp. 593-598 .
- 9.- H. HAGER, " Frequency Controlled Load Shedding and Restoration Techniques for Security of Electricity Supply " . 1983 .
- 10.- V. E. GREBE, E. HANDSCHIN, H. HAUBRICH, y G. TRAEGER, " Dynamische Langzeitstabilität von Netzen " . Elektrizitätswirtschaft, Sonderdruck Nr. 3155, S.725-731, Jg 1979.