



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

CONTROL AUTOMATICO
DE GENERACION

TESIS

PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

PRESENTA:

FRANCISCO TOVAR OROZCO.

ING. SALVADOR CISNEROS CH.
MEXICO, D.F. 1984



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

	Pag.
I N D I C E	VII

C A P Í T U L O I

CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	1
1.0 Aspectos Generales	1
1.1 Objetivo del Suministro de Energía Eléctrica.	
1.1.1 Conformación del Sistema y Características del Suministro	2
1.1.2 Clases de Plantas Generadoras y su Localización.	4
1.1.3 Condiciones de Diseño y Necesidad del Control Automático	5
1.2 Importancia del Estudio de las Variaciones de la Carga.	7
1.3 Tensión de un Sistema Eléctrico.	7
1.3.1 Regulación de la Tensión	8
1.4 Frecuencia de un Sistema de Energía Eléctrica.	12
1.5 Confiabilidad del Sistema y del Equipo Accesorio.	14
1.6 Continuidad, Seguridad y Control de Seguridad.	16
1.7 Formas de Onda de los Parámetros del Sistema en Régimen Permanente Equilibrado.	17
1.7.1 Potencia Instantánea en una Resistencia Pura	20
1.7.2 Potencia en una Inductancia Pura	21
1.7.3 Potencia en una Capacitancia Pura	22
1.8 Suministro de Energía Eléctrica como Servicio Público.	24

C A P I T U L O I I

	CONTROL DE LA FRECUENCIA EN EL SUMINISTRO DE LA ENERGIA ELECTRICA	26
2.0	Consideraciones Generales	26
2.1	Estatismo de los Reguladores de Velocidad.	28
2.1.2	Características de Generación	31
2.1.3	Regulador Estático o Isocrono	33
2.2	Magnitud y Fluctuación de la Carga.	43
2.2.1	Generalidades	43
2.2.2	Ejemplos.	47-49
2.2.3	Diferentes Tipos de Cargas.	53
2.2.4	Pronosticos Relativos a la Demanda Futura de Energía Eléctrica	53
2.3	Regulación a Control Proporcional	54
2.3.1	Generalidades	54
2.3.2	Característica de Caída de Velocidad y Energía Reguladora.	55
2.3.3	Sensibilidad Frecuencia-Carga o Coeficiente de Amortiguamiento.	58
2.3.4	Característica de Regulación del Sistema.	59
2.3.5	Definición de la Regulación Proporcional.	60
2.4	Control Integral o de Posición.	65
2.5	Regulación de Unidades Generadoras Operando en Paralelo.	69
2.5.1	Generalidades	69
2.5.2	Clasificación de los Generadores.	70
2.5.3	Importancia de la Regulación de la Tensión de los Generadores Sincronos.	71
2.5.4	Generadores Sincronos conectados en Paralelo.	73

2.5.5	Sistema de Varias Unidades Generadoras en Paralelo.	75
2.6	Justificación del Control de la Frecuencia	81
2.7	Conclusiones	86

C A P I T U L O I I I

	METODOS DE CONTROL PARA UN AREA Y PARA AREAS MULTIPLES.	87
3.0	Aspectos Generales	87
3.1	Estudio del Sistema de Potencia Mediante Areas de Control.	87
3.2	Método de Control para un Area Dividida.	89
3.3	Método de Control para Areas Múltiples	92
3.3.1	Caso General de Varias Areas de Control	92
3.3.1.1	Ventajas de la Interconexión	92
3.3.1.2	Control Integral para Areas Interconectadas.	93
3.3.2	Caso Particular de un Sistema de Dos Areas de Control	95
3.3.2.1	Funciones de Dos Areas Interconectadas	98

C A P I T U L O I V

	ERROR DE CONTROL PARA AREAS MULTIPLES Y ERROR DE CONTROL POR UNIDAD	100
4.0	Aspectos Generales	100
4.1	Error de Control de Area ACE	101
4.1.1	Concepto de ACE.	101
4.1.2	Parámetro de Control y Característica del Sistema.	102
4.2	Determinación del Parámetro Fundamental del Control ACE.	113
4.2.1	Condiciones Iniciales en el Intercambio.	113

4.2.2	Relación entre el Cambio de Frecuencia y la Potencia de Enlace.	115
4.2.3	Obtención del ACE.	116
4.3	Error de Control de la Unidad UCE.	125
4.3.1	Definición del UCE	125
4.3.2	Determinación de las Expresiones para el UCE	126
	Ejemplo.	131
	Dibujos.	132

CAPITULO I

CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

1. ASPECTOS GENERALES

En la existencia de la humanidad, ésta ha enfrentado su necesidad de una Fuente de Energía con característica muy especial a decir:

- a) Inagotable
- b) De fácil manejo
- c) De alto poder energético

Lo cual la sitúa como una fuente de energía ideal, me atrevo a decir que se ha logrado el sueño del hombre con la energía eléctrica que a grandes rasgos cumple con las necesidades que se le plantean a la actual sociedad, que cada día crece en forma desordenada ocasionando una gran demanda de energía en una forma por demás alarmante.

Para diseñar una Planta Productora de Energía Eléctrica, es necesario disponer de datos estadísticos de la región y ver como se incrementará la carga al aumento de la población de la industria en un lapso de tiempo, la posibilidad de aumentar la capacidad de producción de la Planta y su mejoramiento técnico con las innovaciones en los equipos empleados. Todo esto para cubrir satisfactoriamente la demanda de los paquetes de energía que requiere una gran Ciudad como la nuestra.

Uno de los problemas más importantes en el suministro de Energía Eléctrica es el relacionado con el aumento de la demanda y la aglomeración de los centros de carga, porque éstos conducen a la necesidad de hacer cada vez más complejo nuestro sistema,

Los usuarios al contratar el Servicio Eléctrico exigen a la Empresa Generadora que dicho servicio garantice:

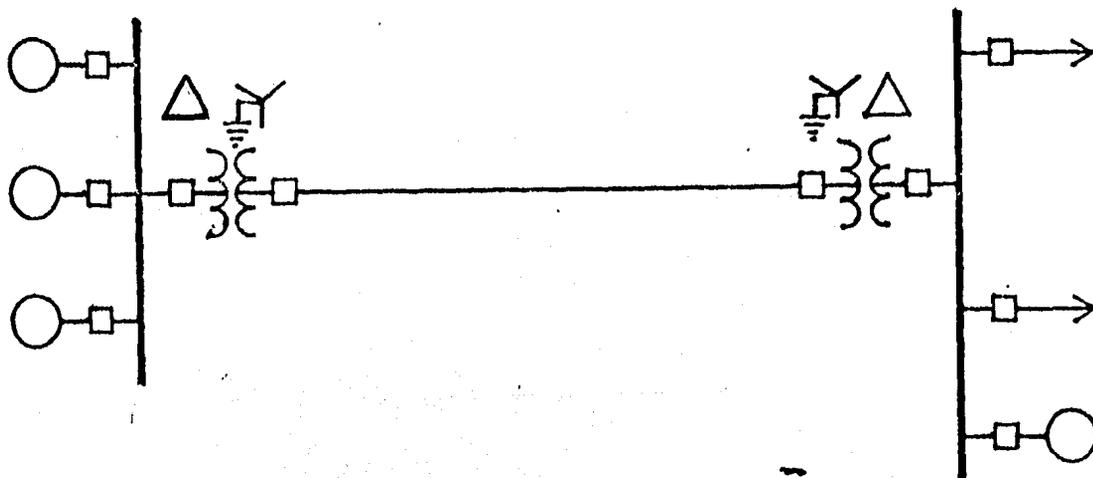
Continuidad y seguridad del suministro, regulación de la tensión y control de la frecuencia del sistema, magnitud y fluctuación de la carga, forma de onda de la tensión, la corriente, la potencia y confiabilidad del sistema.

1.1. Objetivo del Suministro de Energía Eléctrica.

1.1.1 Conformación del Sistema y Características del Suministro.

Las interrupciones en el servicio eléctrico además de originar serias molestias para el usuario, pueden detener los servicios públicos que trabajan a base de electricidad y conducir a pérdidas económicas importantes. De igual forma en las instalaciones industriales por cuya razón todos los aparatos y equipos que constituyen el sistema deben ser diseñados para que operen a la perfección y se debe disponer de un buen sistema de protección.

Un sistema eléctrico de potencia es todo el conjunto de elementos necesarios para producir energía eléctrica, transportarla hasta los centros de carga y distribuirla entre los usuarios, se puede representar como el Diagrama



El sistema está constituido por plantas encargadas de generar la energía, redes de transmisión y distribución que sirven para conducirla y una gran diversidad de cargas repartidas en una región o centro de consumo, así como por todo el equipo adicional el cual hace posible que esa energía llegue a los clientes.

El problema de servir la energía con una calidad conveniente debe preverse durante su diseño y cálculo, asegurarse durante su operación y control, escogiendo una tecnología correcta para que satisfaga los siguientes requerimientos:

- a) Suministrar el servicio prácticamente donde quiera que lo demande el cliente.
- b) Como la demanda de potencia real y reactiva varía con el tiempo, el sistema debe estar en condiciones de satisfacer esa demanda siempre cambiante.
- c) La energía entregada debe cumplir con un mínimo de exigencias en cuanto a calidad, regulación de la frecuencia y la tensión y alta confiabilidad.

1.1.2 Clases de Plantas Generadoras y su Localización.

En la actualidad se van desarrollando con destacado éxito plantas productoras de energía eléctrica cada vez más perfeccionadas y más grandes, aunque todas siguen aprovechando los mismos elementos esto es, la potencia hidráulica, el carbón, los combustibles fósiles; como petróleo, gas natural y la energía atómica. También pero con menos éxito la energía geotérmica, la maremotriz, la solar y la eólica.

La elección del lugar en el cual debe ser instalada una planta de producción de energía eléctrica, depende de la región donde se presenten las condiciones naturales más favorables y es obvio que la mejor localización geográfica de las plantas es cerca de los lugares de consumo pero, por lo general las fuentes de energía primaria convencionales, no coinciden con los puntos de mayor densidad poblacional, por lo cual estamos obligados a elegir entre las siguientes:

- a) Construir las plantas cercanas a las fuentes naturales y transportar la corriente eléctrica hasta los centros naturales de consumo.
- b) Construir las plantas próximas a los puntos de mayor demanda y llevar el combustible desde el lugar donde está localizada la fuente.

Cuando se trata de las plantas hidroeléctricas, maremotrices y geotérmicas debemos considerar el lugar en que se encuentra la fuente, pero en lo que se refiere a las plantas termoeléctricas, resulta comúnmente más económico transportar el combustible que la energía eléctrica, por lo cual la tendencia ha sido en años anteriores instalarla en la proximidad de los lugares de consumo.

Otros casos bien definidos son los relativos a las plantas de turbinas de gas y las de turbinas de vapor.

Las primeras son instaladas muy cerca de los puntos de demanda, sobre todo cuando se utilizan como reserva para los momentos de máxima demanda y para los casos de emergencia. Las turbinas de vapor que pertenecen a grandes unidades generadoras, deben ser instaladas en lugares donde exista bastante agua requerida para la refrigeración.

No obstante las alternativas mencionadas, lo más frecuente y conveniente desde el punto de vista económico y práctico, es construir las plantas productoras de energía lejos de las ciudades, pues además de ser esta alternativa la más factible desde el punto de vista técnico, por el notable desarrollo de las redes de transmisión eléctrica su propia ubicación las resguarda del grave problema de contaminación atmosférica.

Pero en realidad, será necesario un estudio de planeación bien dirigido y suficientemente documentado, el cual tome en cuenta todos los pros y contras y para el tipo de planta generadora combine los diversos factores técnicos, económicos y ambientales para que los resultados permitan alcanzar la decisión más acertada.

1.1.3 Condiciones de Diseño y Necesidad del Control Automático.

Para diseñar un sistema de energía eléctrica y determinar como van a funcionar sus elementos tanto en condiciones normales como en anormales, es necesario realizar estudios de flujo de energía de estabilidad.

El estudio de flujos de energía nos facilita la solución de los problemas relacionados con la operación del sistema, su expansión futura a la interconexión con otros sistemas, el retiro de una línea o la instalación de otra nueva, la adición o retiro de una planta generadora, etc.

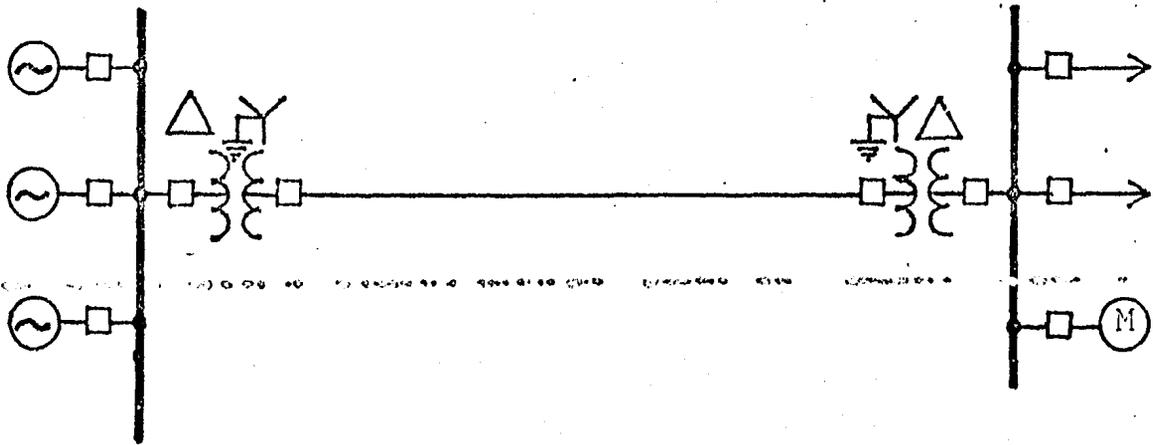
Asimismo, mediante un estudio de estabilidad se debe resolver el problema de mantener los motores y los generadores del sistema operando en sincronismo.

Para efectuar el estudio del sistema de potencia necesitamos tener a mano una gran cantidad de datos, tales como los relativos a las variaciones de la carga, la generación, las características eléctricas de todos los elementos del sistema, las conexiones e interconexiones con otros sistemas, la relación de espiras de los transformadores y las tensiones terminales de las plantas generadoras.

Siempre existe la posibilidad de que una perturbación en el sistema provoque una deficiencia de capacidad que impida cumplir con las condiciones de carga existentes en ese momento. Tal situación puede originar una situación anormal que se extienda a todo el sistema a menos que sea detectada rápidamente y se tomen medidas para solucionar el problema. Resulta difícil para el operador darse cuenta de esta situación, pues probablemente su atención está completamente ocupada con la perturbación. Es por eso que conviene contar con una ayuda automática, porque así se pueden detectar los síntomas de condiciones anormales y tomar decisiones para corregirlas con bastante anticipación.

En el caso de una interrupción del servicio a las instalaciones industriales, las pérdidas económicas pueden ser muy grandes el productor de energía tiene que prever estas fallas y emplear el equipo adecuado para el control de los sistemas de potencia eléctrica, el cual se resume en tres fines principales: obtención de datos, procesamiento de la información y acciones de control. Estas funciones deben de ejecutarse en forma tal que se alcance una operación óptima del sistema dentro de límites razonables de seguridad.

Si observamos una red eléctrica (Diagr.) vemos que la energía producida en las plantas generadoras es transportada a las subestaciones elevadoras desde donde pasa al sistema de transmisión y de éste a las subestaciones reductoras; de aquí la energía eléctrica es conducida al sistema de distribución, el cual se ocupa de repartirla entre las cargas.



-  Generador (C.A.)
-  Transformador de Potencia
-  Elemento Electromagnético
-  Motor
-  Alimentación

El sistema de transmisión tiene como función manejar los grandes bloques de energía e interconectar todas las estaciones generadoras entre sí y con todos los puntos de carga del sistema. Generalmente la energía puede ser orientada en cualquier dirección que se desee sobre las ramas del sistema de transmisión, de manera que corresponda a una mayor economía de la operación global o para que sirva mejor a los objetivos técnicos.

1.2. Importancia del Estudio de las Variaciones de la Carga.

Las variaciones de la carga juegan en este trabajo un papel fundamental y casi podríamos decir que la demanda es el parámetro más importante en los estudios de operación y control de sistema de energía eléctrica que son desarrollados aquí.

Cuando en un sistema se presenta un cambio repentino de la carga, la consecuencia más directa es una variación de la frecuencia, la cual puede afectar los aparatos que trabajan a base de energía eléctrica, por lo cual el sistema debe disponer de un buen control que aumente la generación, o la disminuya si es el caso hasta alcanzar el nuevo valor de la carga y que mantenga la frecuencia en su valor nominal, llevando el error de frecuencia a cero.

En realidad las variaciones de la carga no impiden que consideremos al sistema como si operara en estado estable, porque las mismas son muy lentas en relación a las constantes de tiempo del sistema. Los cambios de carga pueden ser previstos en cualesquiera tipos de períodos: diarios, semanales, mensuales, estacionales, anuales, etc.

En un sistema de potencia eléctrica, la energía producida por los generadores es igual a la demanda por las cargas sumadas con las pérdidas de transmisión. Y esto es cierto en cualquier momento durante la operación del sistema, pues como la energía eléctrica no puede almacenarse en grandes cantidades, en cualquier instante se debe verificar que la potencia generada sea igual a la carga conectada.

1.3. Tensión de un Sistema Eléctrico.

Todos los sistemas eléctricos tienen en común que su operación ocurre en varios niveles de tensión, los cuales están separados por transformadores. Esos niveles son el de distribución, subtransmisión y transmisión.

El circuito de distribución es alimentado desde la subestación de distribución o reductoras y entrega energía a todos los clientes pequeños o medianos (carga doméstica, comercial, de pequeñas industrias, etc). En cambio, el circuito de subtransmisión recibe la energía directamente desde el bus de generación de una estación generadora ó a través de grandes subestaciones de potencia y la distribuye a varias subestaciones de distribución dentro de un área bien determinada.

En realidad la tensión es elevada a la salida de las plantas generadoras porque como éstas están casi siempre muy alejadas de los centros de carga, así la transmisión de energía eléctrica puede ser efectuada de una manera más económica, pues luego ya cerca de los centros de consumo, la tensión es reducida para así alimentar el sistema de distribución a un nivel apropiado de acuerdo a las cargas que debe servir.

Si la energía eléctrica suministrada conserva un nivel aceptable de calidad, entonces todos los aparatos y dispositivos que funcionan merced a este servicio podrán operar con absoluta normalidad. Pero, como requieren de una tensión determinada, su funcionamiento solamente será satisfactorio si aquella no varía más allá de ciertos límites.

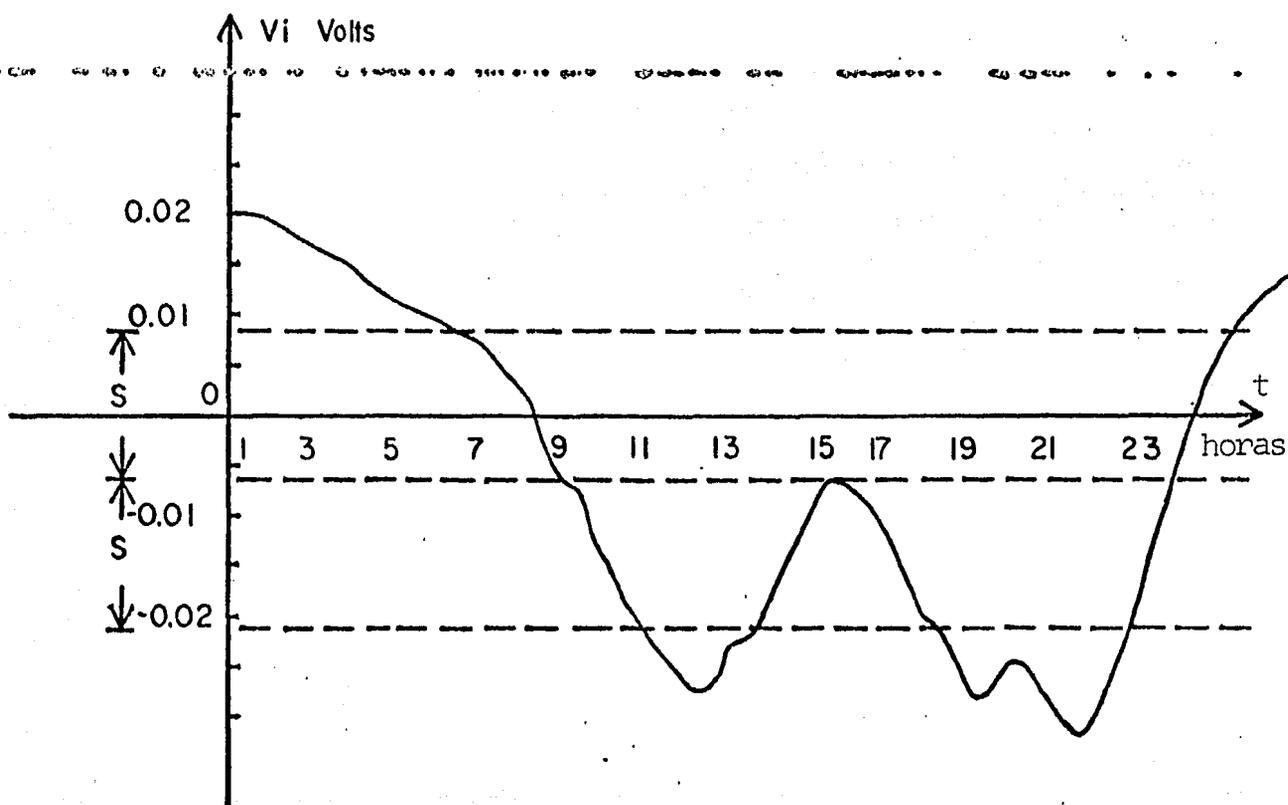
1.3.1 Regulación de la Tensión.

Una variación de la tensión mayor de la permisible por los aparatos eléctricos puede disminuir la eficiencia de éstos, acortar su vida útil e incluso dañarlos completamente por tal motivo la regulación de la tensión adquiere gran relevancia dentro de un sistema de energía eléctrica.

Como sabemos, la tensión en un punto determinado puede variar a causa de las fluctuaciones de la carga.

Entonces, la calidad de la regulación de la tensión en ese punto se determina mediante la diferencia entre la tensión y el valor nominal de la misma en ese punto.

En un punto de un sistema la desviación de la tensión de su valor nominal está definida por la desviación media de la tensión, la cual caracteriza la diferencia entre el valor medio y el valor nominal de la tensión en ese punto y la desviación típica, la cual representa la amplitud de las fluctuaciones de tensión alrededor del valor medio indicado (gráfica)



La desviación media \bar{v} de la tensión en un punto, está definida por la expresión siguiente, eso es por la media aritmética de las desviaciones relativas:

$$V = \frac{\sum_{i=1}^n v_i}{n} \quad \text{Desviación Media}$$

Y la desviación típica es el valor positivo de la expresión:

$$S = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (v_i - \bar{v})^2}}{n} \quad \text{Desviación Típica}$$

La cual caracteriza las fluctuaciones de la tensión alrededor de su valor medio.

La regulación de la tensión puede ahora decirse que es efectiva, siempre que mantenga en un valor mínimo tanto la desviación media como la típica de la tensión.

La primera puede reducirse escogiendo apropiadamente la relación de vueltas de los transformadores, pero para disminuir la segunda es esencial emplear reguladores automáticos de tensión. Además, como la carga varía de acuerdo a la hora del día, al día mismo (si es domingo, lunes) y a la época del año, es necesario poseer medios de regulación para variar constantemente la relación de transformación a medida que cambie el valor de la carga.

La regulación de tensión en una línea es la elevación de la tensión en su extremo receptor, expresada en por ciento de tensión a plena carga cuando la carga para un factor de potencia dado, es retirada mientras la tensión del extremo emisor es mantenida constante.

Puede ser expresada mediante la fórmula siguiente:

$$(\%) \text{ de regulación de Tensión} = \frac{|V_{2sc} - V_{2nom}|}{|V_{2nom}|} \times 100$$

donde V_{2sc} y V_{2nom} , representan las tensiones sin carga y nominal, respectivamente.

1.4. Frecuencia de un Sistema de Energía Eléctrica.

De la misma manera que todos los sistemas de potencia eléctrica son diseñados para operar a una frecuencia determinada, dentro de ciertos límites permitidos, el equipo eléctrico y los aparatos utilizados por los usuarios también son ideados para que funcionen a una frecuencia específica, la cual no necesariamente coincide con la que tiene en un momento dado todo el sistema que suministra la energía eléctrica.

Evidentemente que los aparatos podrían ser diseñados para que operen dentro de un rango mayor de frecuencia, pero con esto su precio aumentaría notablemente, porque su costo de fabricación sería mayor.

Al satisfacer la demanda de generación ofreciendo continuidad y seguridad en el servicio, el sistema debe mantener la frecuencia en un valor casi constante y cercano al nominal, al tiempo que procura que la operación resultante sea económica.

Las fluctuaciones de la frecuencia del sistema deben ser reguladas estrictamente por los siguientes motivos:

a) La mayoría de los motores de corriente alterna trabajan a velocidades relacionadas directamente con la frecuencia.

b) Existe un gran número de relojes operados eléctricamente, los cuales son impulsados por motores síncronos y la exactitud de estos relojes es función no solamente

te del error de frecuencia, sino en realidad de la integral de este error.

c) Toda la operación de un sistema está íntimamente ligada al balance de la potencia real en toda la red. Bajo condiciones normales de operación, los generadores del sistema operan en forma síncrona y generan juntos la potencia que las cargas están consumiendo en cada instante, más las pérdidas reales de transmisión. Entonces la relación de producción de energía debe ser igual a la relación de consumo de esa misma energía (más las pérdidas).

Empero como las fluctuaciones de la carga son totalmente aleatorias, resulta imposible programar un acoplamiento, instante por instante entre la generación y la demanda, siempre habrá un pequeño exceso o defecto de generación y esta permanente diferencia provocará fluctuaciones de la frecuencia. Por consiguiente, como la frecuencia constituye un indicador sensible del balance de energía en el sistema, debería ser utilizada como la parte sensora del sistema de control, cuyo trabajo sería efectuar ese balance automáticamente. En otras palabras cuando se presenta un exceso de carga la variación de la frecuencia es el único parámetro capaz de identificar la condición anormal. Luego es necesario valerse de estas variaciones para realizar ajustes regulares de la generación de las plantas, para mantener la frecuencia casi constante.

La tolerancia aceptada por el sistema en las desviaciones de la frecuencia de su valor nominal depende de las características de los aparatos de utilización y del funcionamiento del propio sistema eléctrico. Las cargas resistivas o cargas típicas, como calentadores eléctricos y lámparas incandescentes, son insensibles a las variaciones de frecuencia.

Los reguladores de velocidad son utilizados frecuentemente para contribuir a la regulación, más siempre es necesario un sistema de control adicional el cual se encarga de restablecer la frecuencia a su valor nominal y de repartir la generación entre las distintas unidades en forma equitativa.

El número de generadores del sistema que están en servicio y la repartición de la generación entre las diferentes unidades se apoya en consideraciones de tipo económico y en ciertas consideraciones directamente relacionadas con la operación del sistema como la necesidad de contar con una reserva rodante para asegurar la continuidad del servicio.

1.5. Confiabilidad del Sistema y del Equipo Accesorio.

La confiabilidad es una característica a la cual se le atribuye una importancia cada vez mayor. Para hacerse una idea de la seguridad y de la confiabilidad de un sistema, pero sobre todo para poder comparar las diferentes soluciones (modelos) y conocer los puntos débiles de cada una, se efectúan de antemano cálculos de confiabilidad.

La confiabilidad puede ser definida como la propiedad del sistema (y de los aparatos) de cumplir las funciones prefijadas, mantener sus índices de operación en los límites establecidos para regímenes y condiciones de operación dados durante el intervalo de tiempo requerido o las horas de trabajo necesarias.

La confiabilidad del sistema y del equipo se prevé durante su diseño y cálculo y se asegura durante su operación, mediante la elección de buenos técnicos para la supervisión el control de los materiales componentes y las condiciones de trabajo de todo el sistema.

Debido a la naturaleza compleja de los sistemas de potencia, la cual rebasa los límites de la capacidad humana para poder resolver problemas de toma de decisiones y de control, se están empleando cada vez más computadoras en centros de control que utilizan los más modernos instrumentos de comunicación. En el control de los sistemas eléctricos el nuevo concepto que está surgiendo hoy, consiste en poner más énfasis en la seguridad de la operación que en la economía de ésta.

Para contar con una confiabilidad aceptable se debe empezar con realizar una buena planificación y un diseño adecuado de los componentes y del sistema mismo y complementar con una mejor operación un mejor control de seguridad. Durante una operación en estado normal se requiere un análisis continuo de seguridad y un control preventivo; mientras que en estados de emergencia y de restauración hace falta una buena detección de perturbaciones y un análisis y un control correctivos. La implementación de estas ideas exige el desarrollo de las interfaces de una computadora de sistema de potencia y de una computadora de operador, para evaluar las variables de datos para el análisis y el control y para los sistemas de interrogación.

En muchas compañías han basado la confiabilidad del servicio eléctrico en aplicaciones de la teoría de probabilidades para la evaluación de las reservas del sistema, pues usan probabilidades tanto para el envejecimiento como para las previsiones de carga. Además emplean las probabilidades de pérdida de carga como un factor de confiabilidad en la planeación y utilizan la cantidad de reserva rodante como un índice de seguridad para los operadores.

Una mejor confiabilidad del sistema puede lograrse si además se cuenta con

instalaciones de centros de control para operación del sistema por medio de computadoras y con extensos programas de investigación y desarrollo para mejorar los métodos de análisis y control de seguridad.

1.6. Continuidad, Seguridad y Control de Seguridad.

La calidad que debe observarse en el suministro de la energía nos lleva a darle cada vez mayor importancia a la seguridad en el funcionamiento de todos los elementos componentes del sistema. Y teorizando un poco, debemos contar con una buena calidad de todos esos elementos componentes porque ello garantiza que el servicio no se interrumpirá es decir, así aseguramos la continuidad del suministro.

Sin embargo, para asegurar la continuidad lo aconsejable es disponer de un equipo que resuelva rápidamente cualquier falla surgida en el sistema observando ciertas precauciones las cuales según el Ingeniero Viqueira (obra consultada) son:

- a) Poseer una reserva rodante que contribuya a resolver el problema de la salida de servicio de alguna unidad de generación.
- b) Contar con un buen sistema automático para protección.
- c) Disponer de los medios para restablecer rápidamente el servicio, en el caso de que se presente una interrupción del mismo.
- d) Diseñar el sistema de forma que la falla o desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible en el resto del sistema.
- e) Poseer circuitos de alimentación de emergencia.

Actualmente se están empleando cada vez más los equipos electrónicos como herramientas de control y el paso progresivo a los circuitos integrados permite aumentar la seguridad del servicio.

La cuestión de la seguridad del sistema global involucra una amplia gama de subproblemas, los cuales abarcan desde la elección de criterios de aislamientos hasta el problema de prácticas de relevadores. Debe estar claro que el factor más importante que afecta la seguridad es el referente a la dinámica de las fallas del sistema. La filosofía de los relevadores está basada en el comportamiento del sistema bajo falla.

El concepto de control de seguridad se está desarrollando cada vez más en la actualidad, puesto que presenta una precisión suficiente para una formulación y un análisis matemático y puede ser implementado con ayuda o dirección de computadoras.

El control de seguridad es la integración apropiada de los controles automáticos y manuales en el mantenimiento de la continuidad del servicio de energía eléctrica bajo todas las condiciones de operación. El control de seguridad asume varios objetivos y se apoya en acciones variadas de control, según los diversos estados de operación del sistema de potencia: estado normal, de emergencia y de restauración.

Una vez que la teoría del control de seguridad ha sido desarrollada, se la puede añadir a las funciones corrientes de los centros de control por computadoras. Sin embargo, una implementación adecuada requerirá el desarrollo de las áreas del sistema computadora-potencia y de interfaces operador-computadora.

1.7. Formas de Onda de Los Parámetros del Sistema en Régimen Permanente Equilibrado.

A causa de las limitaciones de este estudio, únicamente señalaré las variaciones de las corrientes, las tensiones y las potencias correspondientes para un circuito de corriente alterna monofásico, en función del tiempo en un sistema de energía eléctrica que está operando en régimen permanente equilibrado.

Si consideramos que V e I son los valores máximos de la tensión y la corriente respectivamente y que ϕ y θ son sus ángulos respectivos, tenemos que sus valores instantáneos pueden ser expresados como:

$$v = V \text{ sen } (\omega t + \phi)$$

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

donde los ángulos de fase, ϕ y θ , están expresados en radianes y la frecuencia angular $\omega = 2\pi f$ también, con la frecuencia f en Hz.

Cuando se quiere sumar curvas sinusoidales, la forma más fácil es hacerlo vectorialmente, tomando los valores máximos de las ordenadas de las curvas y sumándolos como fasores sin perder de vista la determinación de cuál es el ángulo entre ellos. Para los valores instantáneos de la tensión y la corriente de las ecuaciones el ángulo entre ellos es de $(\phi - \theta)$. El vector resultante será el valor máximo de la curva que se obtendría sumando las dos curvas (ver gráficas).

En cuanto a la potencia instantánea, en un circuito de corriente alterna monofásico, está dada por el producto de los valores instantáneos de la tensión y la corriente. Es decir como las condiciones no varían, se trata del producto de la tensión instantánea (en voltios), aplicada a los extremos del circuito por la intensidad de la corriente instantánea (en amperios), la cual circula por el circuito.

En la Figura mostramos la curva de potencia correspondiente al caso en que la tensión instantánea está adelantada 90° con respecto a la corriente instantánea.

La potencia total en los sistemas de corriente alterna está dada por dos términos: la potencia real representada por:

$$P = VI \cos \theta \quad (\text{watts})$$

y la potencia reactiva,

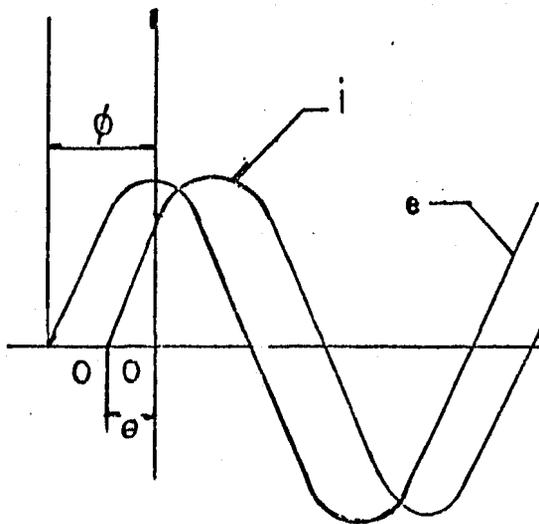
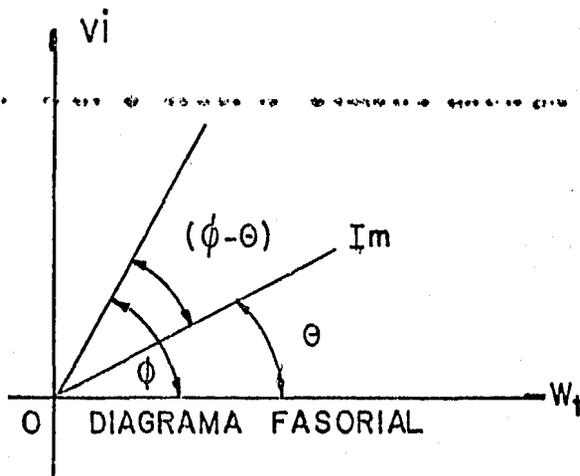
$$Q = VI \sin \theta \quad (\text{vars})$$

También la potencia puede expresarse en forma compleja como:

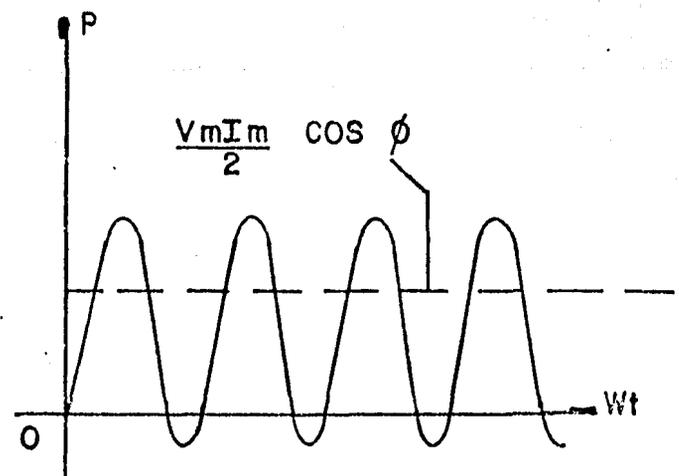
$$S = P + Q$$

y su módulo llamado potencia aparente del circuito monofásico se puede escribir:

$$S = P^2 + Q^2$$



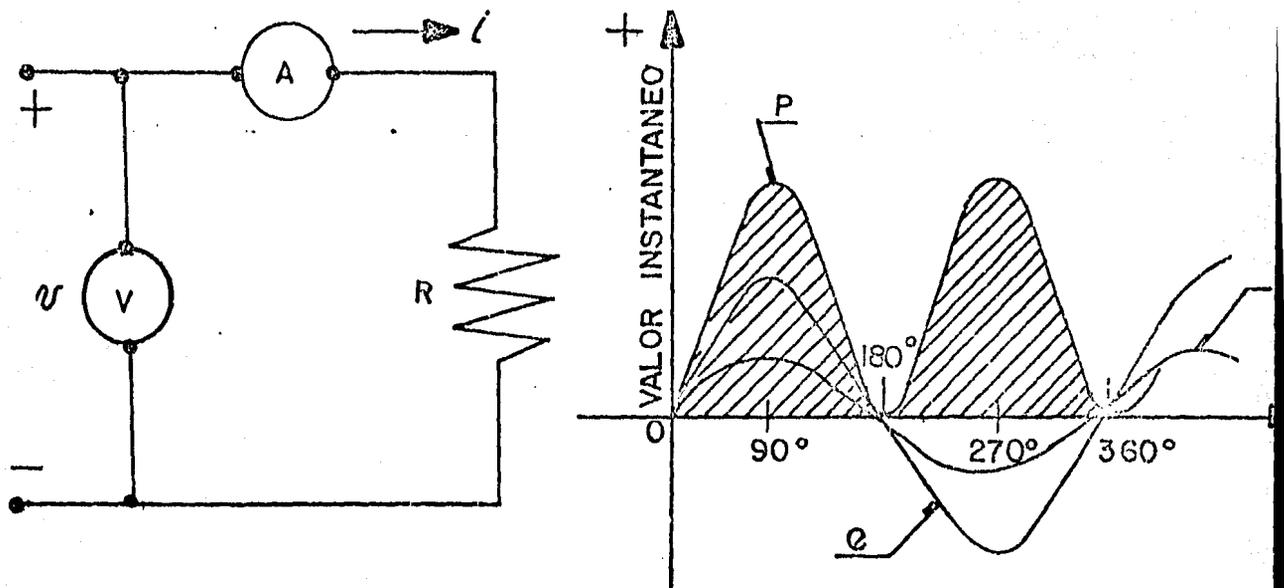
CURVAS SINUSOIDALES DE TENSION Y CORRIENTE DEFASADAS ENTRE SI UN $\angle (\phi - \theta)$ GRADOS



POTENCIA INSTANTANEA TENSION ADELANTADA 90° A LA CORRIENTE

1.7.1 Potencia Instantánea en una Resistencia Pura.

La caída de voltaje en una resistencia pura está en fase con la corriente que pasa por ella, el voltaje y la corriente instantánea alcanzan simultáneamente sus valores máximos y pasan por el mismo momento a través de cero.



Se define que siempre que sea " i " un valor (+), también será " v " un valor (+), y que si " i " es un valor negativo (-), también será " v " un valor negativo (-) por lo que el producto $[(i)(v)]; [(-i)(-v)]$ siempre será un valor positivo, por esta condición, una resistencia convierte la energía eléctrica en luz o calor, la potencia esta dada en watts.

$$P = E_m I_m \text{ Sen}^2 \omega t$$

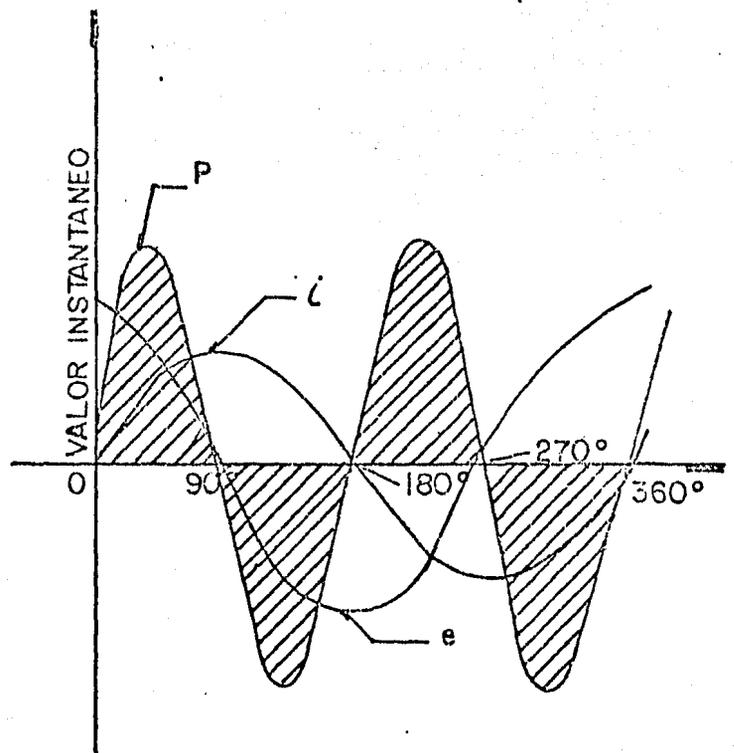
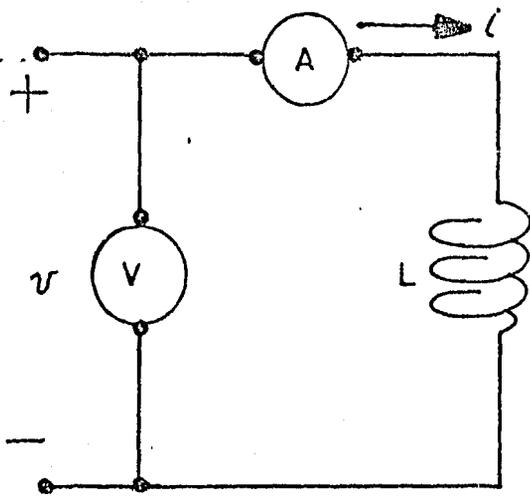
$$P = \frac{1}{2} P_m (1 - \cos 2\omega t)$$

$$P = V_R I \text{ [watts]}$$

1.7.2 Potencia en una Inductancia Pura.

Se determina la naturaleza de la potencia en una inductancia pura mediante el trazo del producto del voltaje y la corriente instantánea en una gráfica lineal.

La corriente en una inductancia pura se retrasa al voltaje aplicado exactamente en 90° .



En esta gráfica, la corriente instantánea es cero y el voltaje tiene un valor. Por lo tanto el producto $e \times i$ es cero. Entre 0° y 90° , $e \times i$ son valores diferentes de cero por lo tanto, la potencia instantánea es un valor positivo que alcanza su valor máximo en 45° y cae en cero en 90° , cuando el voltaje instantáneo pasa a ser cero. Entre 90° y 180° entre 180° y 270° el voltaje como la corriente instantáneas son cantidades negativas y la

potencia instantánea pasa a ser positiva, su valor máximo es en 225° y cae otra vez a cero en 270° , así en 270° y 360° la potencia es negativa, con su valor máximo en 315° , y cayendo a cero en los 360° cuando la corriente instantánea es cero.

$$P = E_m I_m \text{ Sen } \omega t \text{ cos } \omega t$$

$$P = \frac{1}{2} E_m I_m \text{ Sen } 2 \omega t$$

$$Q = V_1 I_1 = I_1^2 X_1$$

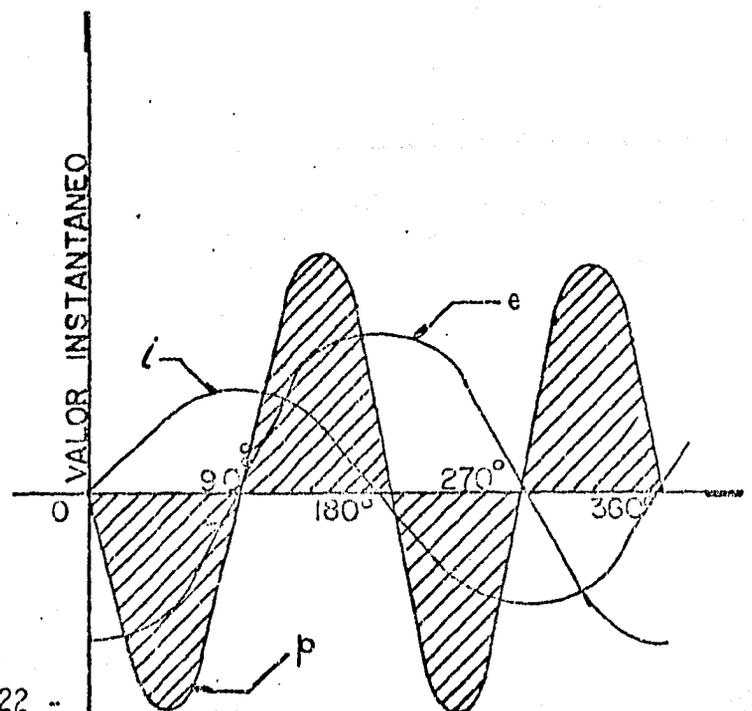
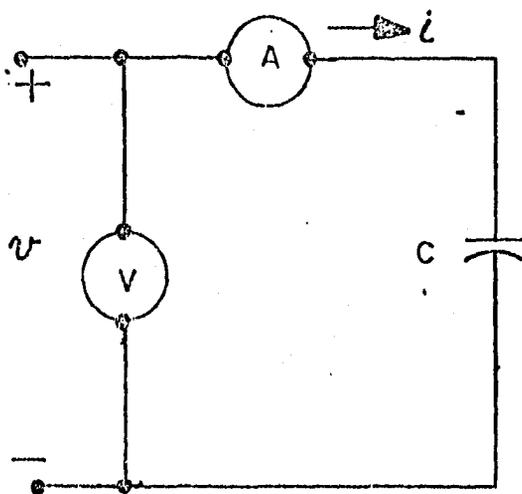
$$X_1 = \frac{V_1}{I_1}$$

$$Q = \frac{V_1^2}{X_1} \quad [\text{VAR}]$$

El producto de voltaje y la corriente efectivos en una inductancia pura se llama potencia reactiva del inductor. El voltampere (reactivo) que se abrevia usualmente como VAR que es la unidad de potencia reactiva

1.7.3 Potencia en una Capacitancia Pura.

La corriente se adelanta en una capacitancia pura a la D.P. en el capacitor exactamente en 90° .



Viendo los dibujos hallamos que la potencia instantánea es positiva mientras la diferencia de potencial en el capacitor está aumentando y el capacitor toma energía de la fuente para almacenar una carga en sus placas, en este intervalo la potencia instantánea es una cantidad negativa.- Debido a que una capacitancia pura tiene que descargar la misma cantidad de energía entre 180° y 270° que la que almacena entre 90° y 180° ; la potencia media o verdadera en una capacitancia pura es cero.

$$P = \frac{1}{2} P_m \sin 2 \omega t$$

$$Q = V_c I_c = I_c^2 X_c$$

$$Q = \frac{V_c^2}{X_c} \text{ [VARS]}$$

1.8. Suministro de Energía Eléctrica como Servicio Público.

En el curso del presente capítulo hemos intentado explicar, aunque brevemente, algunos de los principales factores sobre los cuales se apoya tanto el diseño como el funcionamiento de la empresa eléctrica, factores que garantizan la mejor calidad en el suministro de energía.

En general la electricidad llega al usuario, sea éste un particular o una empresa privada o pública como un servicio. Este servicio puede tener un carácter comunitarios o elitista, según en manos de quién se halle. En el primer caso su importancia radica en que con él se contribuye de manera determinante al bienestar social, esto es cuando ese servicio es considerado como de utilidad pública.

De hecho las actividades de la industria eléctrica son reconocidas universalmente como de utilidad pública. Esto último es factible debido a que para los aprovechamientos energéticos se emplean recursos naturales básicos del país ya que el suministro de electricidad desempeña un papel muy importante en todas las actividades humanas.

Por lo general lo que conoce el público sobre la energía eléctrica son sus efectos: sonidos musicales, calor, luz o impulsión de diferentes motores, etc. En este sentido el significado del servicio eléctrico varía de una persona a otra.

La energía eléctrica es un factor inherente a todas las actividades que realiza el hombre: sociales, políticas y económicas, pero muy pocas personas conocen a fondo los engranajes de la industria eléctrica y la mayoría piensa que se trata de un trabajo sencillo y que por tanto, se les debe cobrar menos por ese servicio.

Lo cierto es que incontables problemas deben ser resueltos para ofrecer continui

dad, confiabilidad, seguridad, economía, etc., es decir la mejor calidad posible en el suministro de la electricidad.

Por consiguiente el suministro de electricidad está sujeto a convertirse en un servicio público, aun cuando esta actividad sea ejercida por una entidad privada para fines puramente particulares. Pero para que esta actividad sea propiamente un servicio público es necesario que esté en manos del Estado y que éste lo administre en forma honesta con el propósito de que resulten beneficiadas todas las capas sociales, bajas, medias y altas sin excepciones.

O sea que cuando el servicio eléctrico es una actividad controlada por el Gobierno como único responsable de regular la calidad, el precio y la labor de quienes están directamente encargados de la compañía eléctrica, entonces el suministro de energía eléctrica es un servicio público.

De cualquier manera, si consideramos que el suministro de electricidad a todos los sectores industriales, agrícolas, etc., va en beneficio de país entonces este servicio posee un carácter público, aunque no sea administrado por el Estado de la manera más apropiada.

Es conveniente señalar que en determinadas empresas eléctricas se tiende a considerar ciertas cargas como de tipo público tales como las de alumbrado público de calles y parques de sectores proletarios y medios, de regiones agrícolas, etc. Para estos casos se aplican tarifas más razonables o sencillamente no se les cobra nada por el servicio.

C A P I T U L O II

CONTROL DE LA FRECUENCIA EN EL SUMINISTRO DE LA ENERGIA ELECTRICA

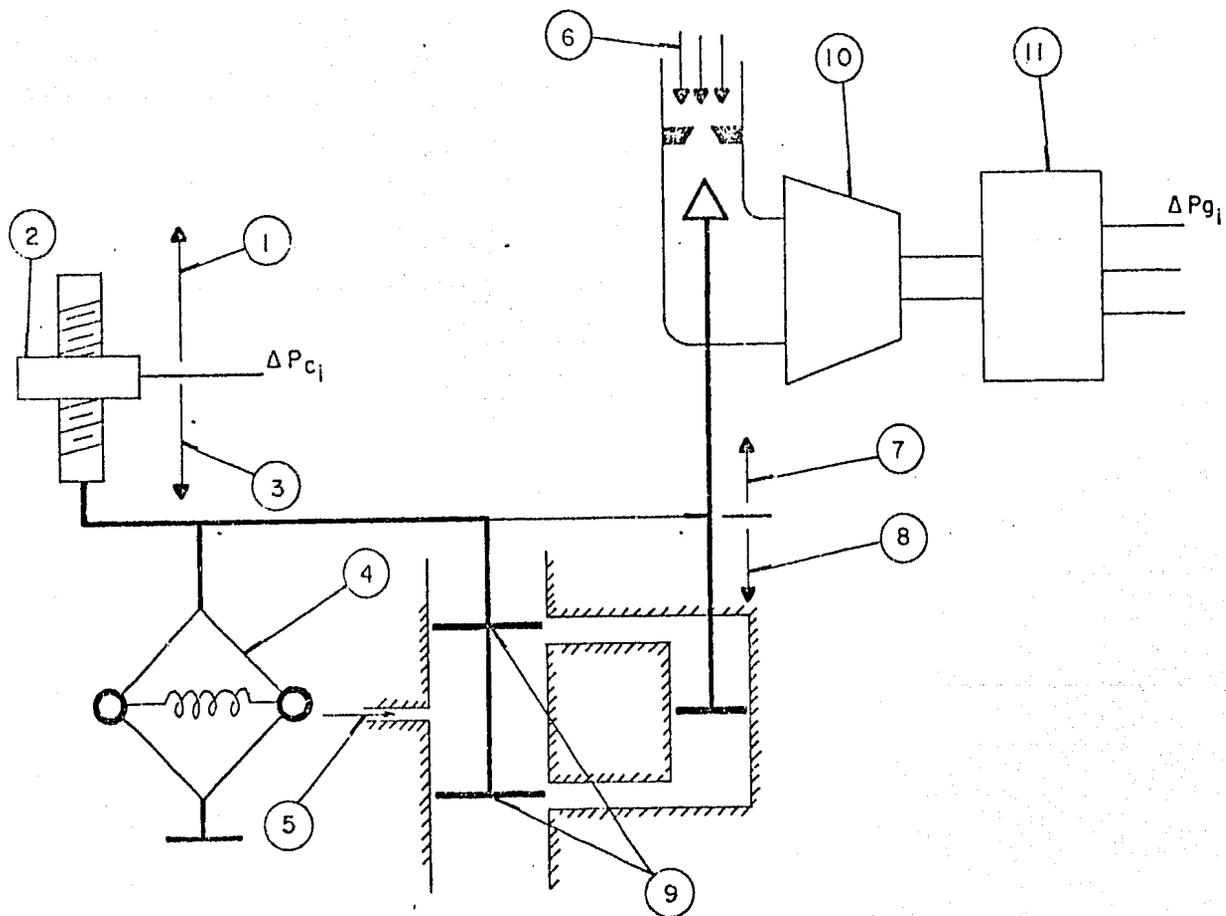
2.0 CONSIDERACIONES GENERALES

Los sistemas de energía eléctrica son diseñados para que operen a una frecuencia específica y las variaciones permisibles o el rango permisible alrededor de ella es relativamente pequeño, aunque a la larga depende tanto de las características de los dispositivos eléctricos que componen el sistema como de las clases de aparatos que van a consumir la energía producida.

En general son las variaciones de la carga las que originan los cambios a fluctuaciones de la frecuencia en el sistema, la potencia consumida por los centros de carga varía en función del tiempo, en cada instante existe una diferencia entre esa potencia y la potencia generada, la cual da lugar a cambios de la frecuencia del sistema, porque origina un desequilibrio entre el par resistente y el par motor de las plantas generadoras. En tales circunstancias se debe disponer de medios que hagan las correcciones de lugar para mantener frente a cada variación, una situación de equilibrio de todas las unidades en funcionamiento.

Se ha observado que si la adaptación de la generación a la carga se efectúa mediante alguna forma de autorregulación del propio sistema, la diferencia entre la potencia generada y la consumida puede provocar fluctuaciones de la frecuencia que sobrepasen el rango de frecuencias permisibles.

Para evitar que se presente tal situación es necesario emplear un sistema automático de regulación, de esa manera las turbinas están provistas de reguladores de velocidad que operan automáticamente, actuando sobre la admisión cuando la velocidad de la propia turbina se aleja del valor de la velocidad del regulador usado como referencia. (Ver figura)



CONTROL TÍPICO PARA TURBINA

En consecuencia, debemos estudiar detalladamente las características de los reguladores de velocidad y comenzaremos estudiando el estatismo de éstos.

- 1.- Decremento
- 2.- Cambio de Velocidad
- 3.- Incremento
- 4.- Gobernador de Velocidad
- 5.- Aceite de Alta Presión
- 6.- Flujo de Vapor
- 7.- Cerrado
- 8.- Abierto
- 9.- Embolos
- 10.- Turbina
- 11.- Generador

ΔP_{c_1} Incremento o Decremento de la Carga

ΔP_{G_1} Incremento o Decremento del Generador

2.1. Estatístico de los Reguladores de Velocidad

Considerando un estado de equilibrio de la frecuencia o la velocidad eléctrica es constante, la potencia generada es igual a la potencia de la carga, es decir:

$$P_g = P_e \text{ (MW)}$$

Además que:

$$P = TW$$

$$TW = TF \text{ (MW)}$$

$$P = \text{Potencia}$$

$$T = \text{Par desarrollado}$$

$$F = \text{Frecuencia o velocidad angular (U.Eléctricas).}$$

$$W = \text{Velocidad angular (U.Mecánicas).}$$

En la generación la frecuencia es constante y además es la misma en cualquier lugar de la carga, es decir:

$$F_g = F_c \text{ (Hz)}$$

De donde:

$$T_g = T_c$$

Que se llama ecuación de equilibrio y es válida sólo si la frecuencia $W, F = 0$.

Partiendo de la ecuación de equilibrio y considerando que es el momento inicial tendremos la notación:

$$T_{g_1} = T_{c_1}$$

El sistema de generación junto con el de carga están en equilibrio y si de momento se incrementa la carga en ΔT_c , se tiene $T_{g_1} \neq T_{c_1} - \Delta T_c$.

Lo que obliga a un par de aceleración T_a y una aceleración ΔT_c que se representa como:

$$\alpha = \frac{\Delta T_c}{J}$$

J = Momento de inercia del sistema.

Cuando existe una variación de carga si el sistema es grande, el cambio de frecuencia es lento.

Cuando se tienen sistemas interconectados, el momento de inercia de dos áreas si se presenta una variación de carga, la potencia que cada área desarrolla se reparte en proporción directa de sus inercias.

De la ecuación:

$$\alpha = \frac{\Delta T_c}{J}$$

$$\Delta T_c = J\alpha = T$$

T Momento de inercia de una área

Para las áreas:

$$1 = \frac{Tc_1}{J_1} \quad \alpha_1 = \frac{Tc_1}{J_1}$$

$$2 = \frac{Tc_2}{J_2} \quad \alpha_2 = \frac{Tc_2}{J_2}$$

Y para ese sistema (las áreas interconectadas).

$$\alpha_s = \frac{Tc_s}{J_s}$$

Además como se trata de un sistema rígido

$$\alpha_s = \alpha_1 = \alpha_2$$

Sus momentos de inercia son:

$$J_s = J_1 = J_2$$

Y el par son:

$$\Delta Tc_s = \Delta Tc_1 = \Delta Tc_2$$

De donde los momentos del sistema y de las áreas son:

$$\alpha = \frac{\Delta Tc_s}{J_s} = \frac{\Delta Tc_1}{J_1} = \frac{\Delta Tc_2}{J_2}$$

Haciendo:

$$\frac{\Delta Tc_1}{\Delta Tc_2} = \frac{J_1}{J_2}$$

Para un instante cualquiera "t"

$$[W(F) = W_{st} = W_{1t} = W_{2t} = Wt]$$

Sustituyendo en la ecuación anterior:

$$\frac{\Delta Tc_1 Wt}{\Delta Tc_2 Wt} = \frac{J_1}{J_2}$$

Por lo que:

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{J_1}{J_2}$$

Siempre y cuando

$$J_1 > J_2 \text{ de lo que } \Delta P_1 > \Delta P_2$$

La repartición de la potencia generada por cada unidad, ocurre en los primeros instantes posteriores al cambio de carga en el sistema.

2.1.2 Características de Generación

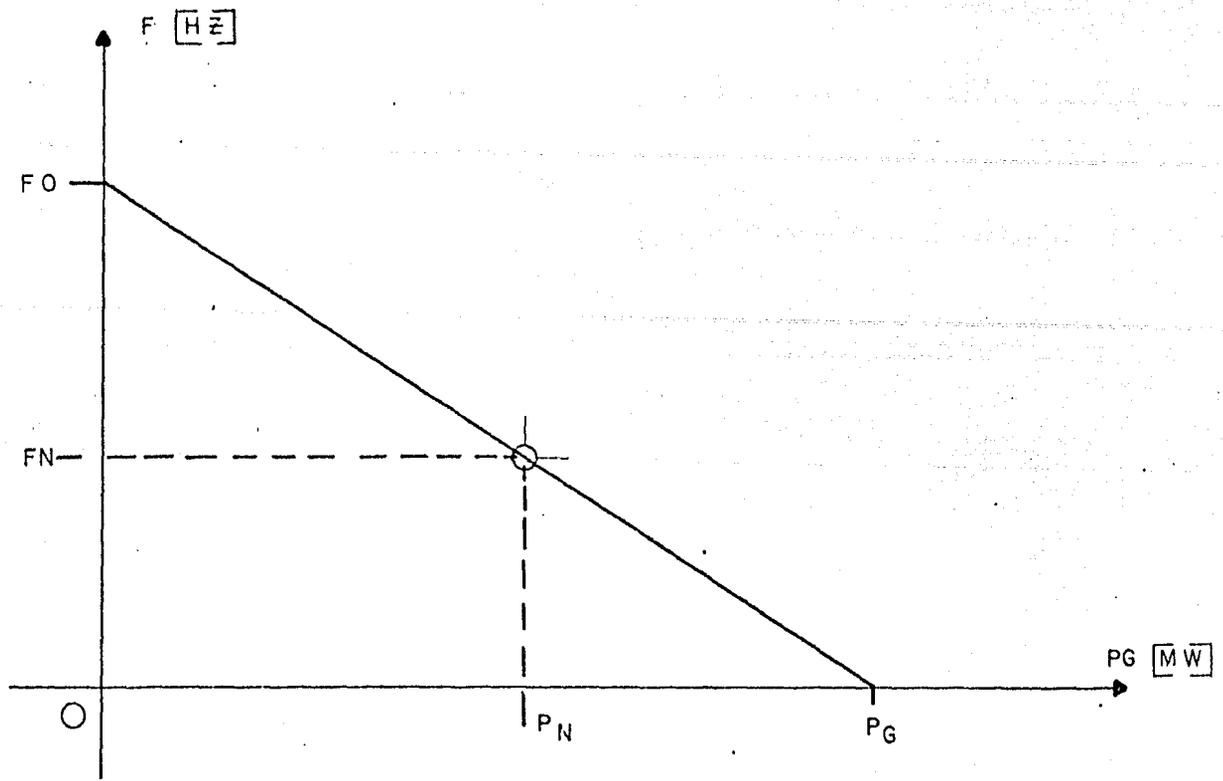
Las unidades generadoras están provistas de equipo de regulación, integrado de conjuntos de elementos los que se encargarán de variar la potencia generada por cada unidad abre y cierra válvulas de admisión al primotor obedeciendo una señal discriminada, las regulaciones son taquimétricas en función de la velocidad y la acelerométrica en función de la aceleración.

El estatismo de un regulador de velocidad es el cambio en la velocidad angular que se observa al pasar de carga cero a plena carga, (100%) - expresado en tanto por uno de la velocidad nominal o de la frecuencia nominal, puesto que la frecuencia es proporcional a la velocidad angular:

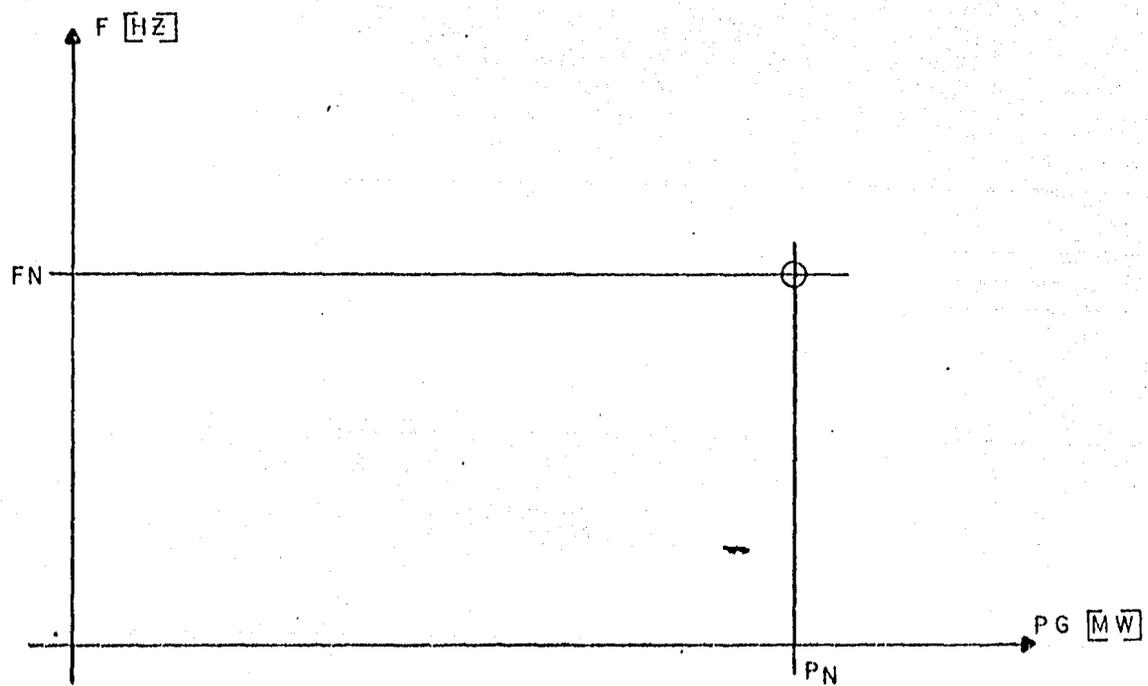
$$N = 2\pi F$$

Toda unidad (generador primotor y regulador de velocidad) tienen dos tipos de características en su relación frecuencia (F) y potencia generada (P_G).

Los de característica estática, el que al variar su frecuencia - varía también su potencia.

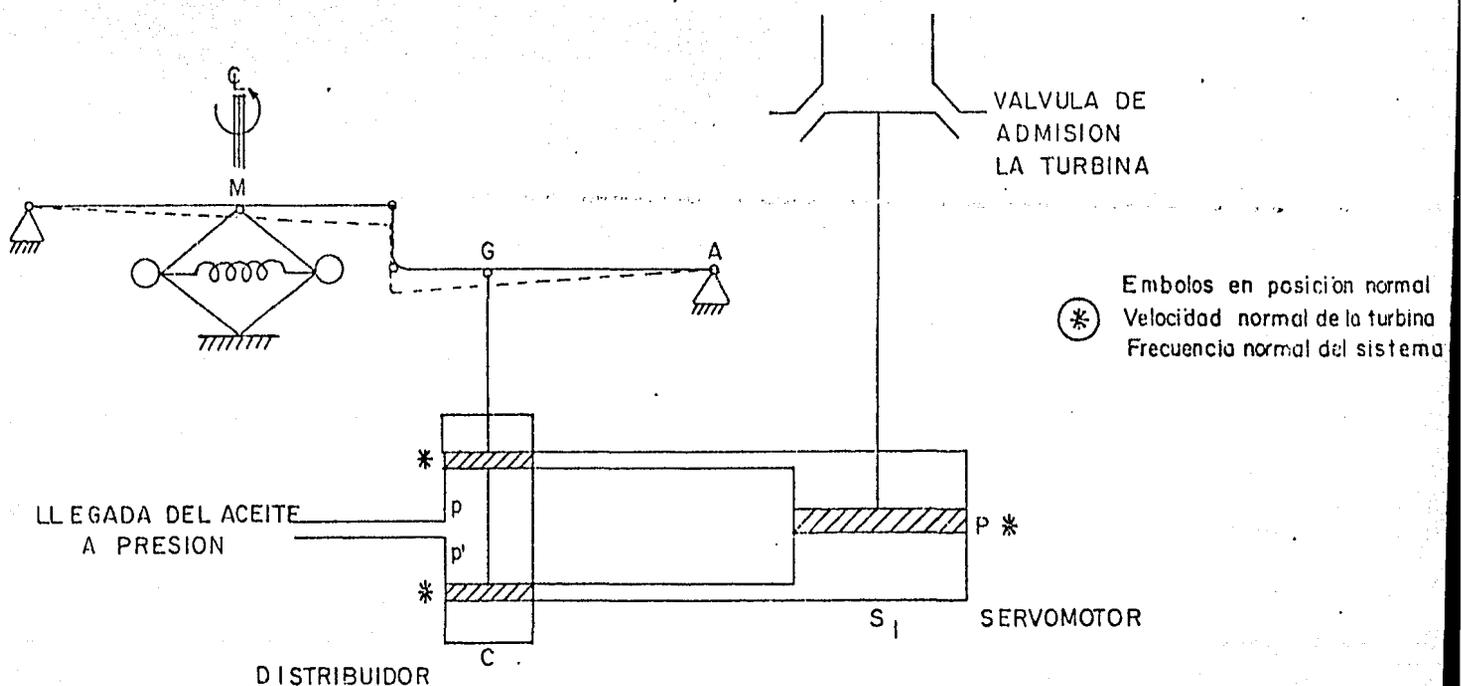


Y el de característica estática, para un valor fijo de la frecuencia puede dar varios valores de potencia.



Cuando se tienen varias unidades generadoras y puedan trabajar en paralelo, es condición que sus reguladores de velocidad al actuar sobre los primotores, lo hagan siguiendo una característica estática.

Si la frecuencia desciende el regulador aumenta la generación, en cambio si aumenta la frecuencia, el regulador cierra la válvula de admisión del primotor.



2.1.3 REGULADOR ASTATICO O ISOCRONO

Al aumentar o disminuir la carga en un sistema, de igual manera la frecuencia cambiará hasta que los reguladores de velocidad logran que las potencias de carga y generación resulten iguales, ésto es:

$$P_{c1} \pm \Delta P_n = P_{G1} \pm P_G$$

Y la frecuencia resulte constante pero diferente de la inicial:

$$f = f_i \pm \Delta f$$

Se define como regulación cuando se trata exclusivamente de primotores y se expresa en % como sigue:

$$R = \frac{N_o - N_p}{N_n} \times 100\%$$

(Si se expresa en P.U., se omite el cien)

N_o = La velocidad cuando la carga de la velocidad es nula.

o sea F_o

N_n = La velocidad nominal que corresponde a la frecuencia nominal F_n

En electricidad la igualdad R se usa como sigue:

$$E = \frac{F_o - F_n}{F_n} \quad (\text{P.J})$$

F_o = Frecuencia con carga cero

F_n = Frecuencia con carga nominal

En operación se usa por el hecho de ser línea roja, que la característica es el cociente del intervalo de variaciones de frecuencia dividido por el intervalo o de variación de potencia y se le llama N.

$$N = \frac{P}{F} \frac{[M_w]}{[Hz]}$$

Se puede expresar en P.U., cuando tanto para el numerador como para el denominador se usa también el P.U., en algunos casos también se expresa en $[M_w/P.U.]$

En el control como la unidad Hz, es demasiado grande se tiene que usar el decihertz (d Hz) y se representa así:

$$N = \frac{P_n}{10E F_n} \frac{[M_w]}{[d Hz]}$$

Tenemos que:

N Característica de Generación

Pn Potencia Nominal de la Unidad (Mw)

E Estatísmo de la Unidad (P.U.)

Fn Frecuencia Nominal (Hz)

Otra forma de expresar es la siguiente:

$$N = \frac{\Delta P}{10 \Delta F} \left[\frac{\text{Mw}}{\text{d Hz}} \right]$$

ΔP es el cambio de potencia correspondiente a ΔF , para un cambio de potencia de la carga dada, la participación de cada unidad se hace en términos de los estatismos o mejor dicho en términos de las características de generación de cada unidad, pueden ser variadas dentro de cierto rango y hacer que esa participación de generación sea modificada cuando sea necesario.

La potencia de un sistema es igual a la suma de las potencias generadas por dos unidades, ejemplo:

$$\Delta P_s = \Delta P_1 + \Delta P_2$$

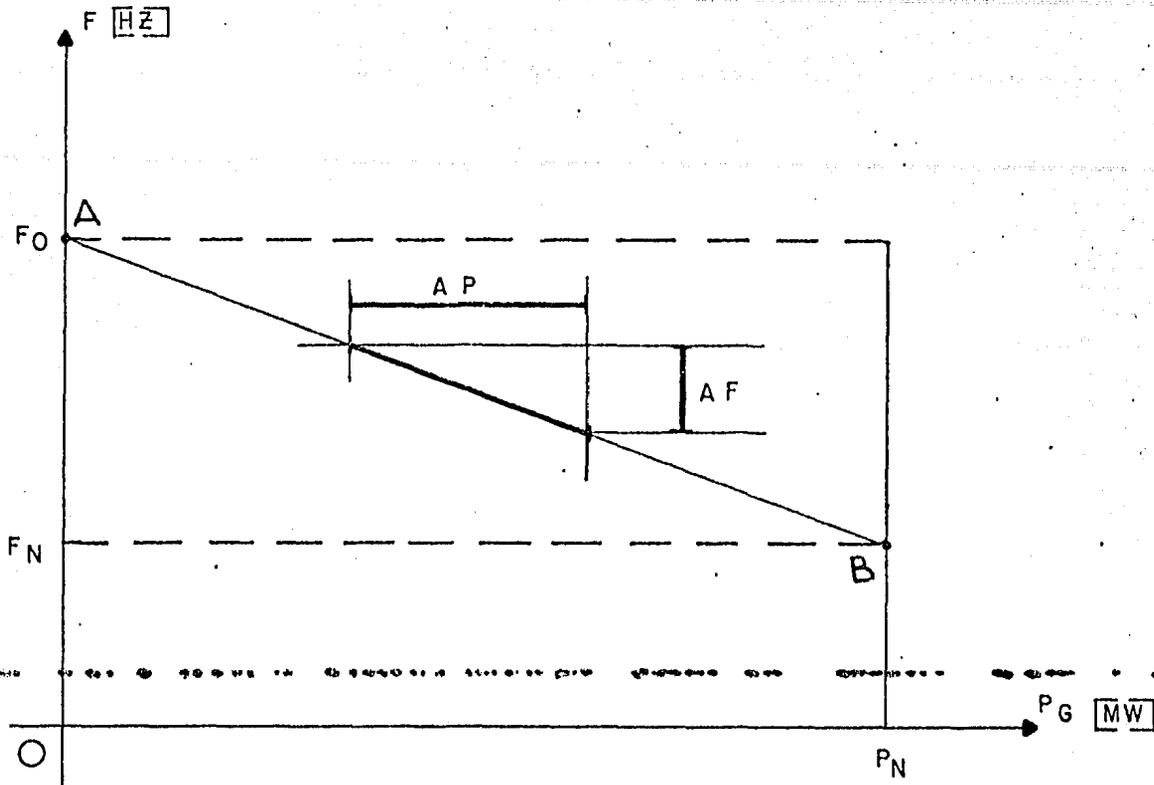
Al haber ocurrido un cambio de potencia en el sistema en forma lenta pero automática la frecuencia cambio y como ésta es la misma en ambas unidades en "estado estable" a la igualdad anterior se le divide por ΔF resulta:

ta:

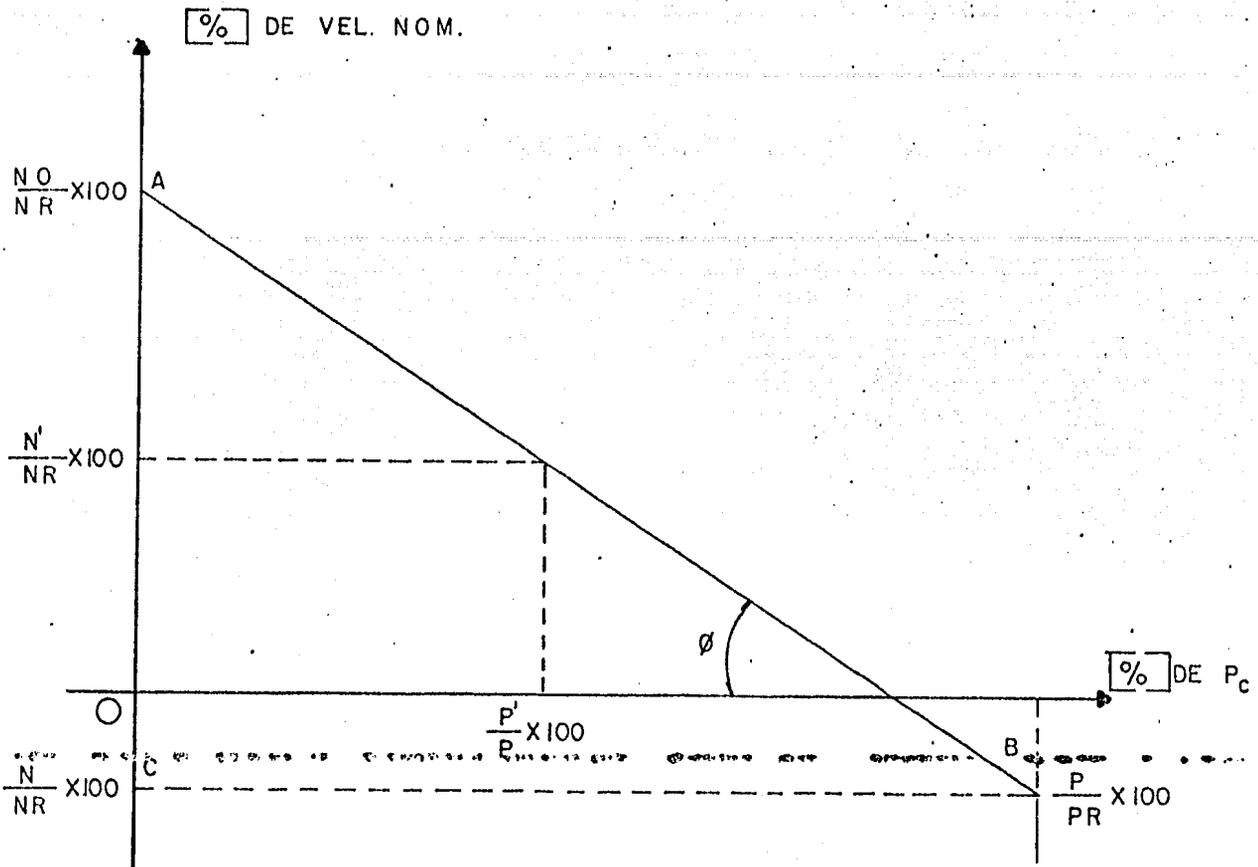
$$\frac{\Delta P_s}{10 \Delta F} = \frac{\Delta P_1}{10 \Delta F} + \frac{\Delta P_2}{10 \Delta F}$$

O bien:

$$N_s = N_1 + N_2 \left[\frac{\text{Mw}}{\text{d Hz}} \right]$$



— Curva característica de la variación de la frecuencia de la potencia de la turbina, se representa en forma aproximada mediante una recta AB . La potencia de la turbina está expresada en (%) de plena carga y la velocidad angular en (%) de la velocidad nominal. El punto "A" corresponde al funcionamiento de la unidad considerada operando en vacío y el punto "B", cuando su operación es a carga plena, como se presenta en la gráfica.



— El estatismo está caracterizado por la tangente del ángulo θ y que podemos expresarlo en función de la potencia a plena carga y la potencia generada.

- P_R Potencia a Plena Carga
- P Potencia Generada
- E Estatismo del Regulador en P.U. (por unidad).
- R Estatismo (Speed Droop) del regulador en P.U.
- R E
- N_0 Velocidad en vacio (carga cero).
- N' Velocidad corresponde para una carga cualquiera
- N_R Velocidad nominal
- N Velocidad para una carga 100% de carga

P Potencia (cualquier potencia).

P_R Potencia Nominal

P_K Potencia en Plena Carga

$$E = \frac{N_o - N}{N_R} ;$$

$$E = \frac{f_o - f}{2 f_R}$$

$$E = \frac{2 f_o - 2 f}{2 f_r}$$

$$E = \tan \emptyset = \frac{\frac{N_o - N'}{NR} \times 100}{\frac{F}{PR} \times 100}$$

$$E = \tan \emptyset = \frac{N_o - N'}{NR} \times \frac{Pr}{P}$$

Si consideramos el caso de que E para una sola máquina operando a frecuencia nominal, y potencia generada nula tenemos que si obligamos a la unidad a trabajar a plena carga, el resultado será una disminución de la frecuencia, y por ende de la velocidad de la turbina, en un 5%, es decir 3 [HZ].

D a t o s :

$$E = 0.05$$

$$\text{HZ} = 60$$

S o l u c i ó n:

$$E = \frac{f_0 - f}{f_r}$$

$$0.05 = \frac{60 - f}{f_r}$$

$$60 \times 0.05 = 60 - f$$

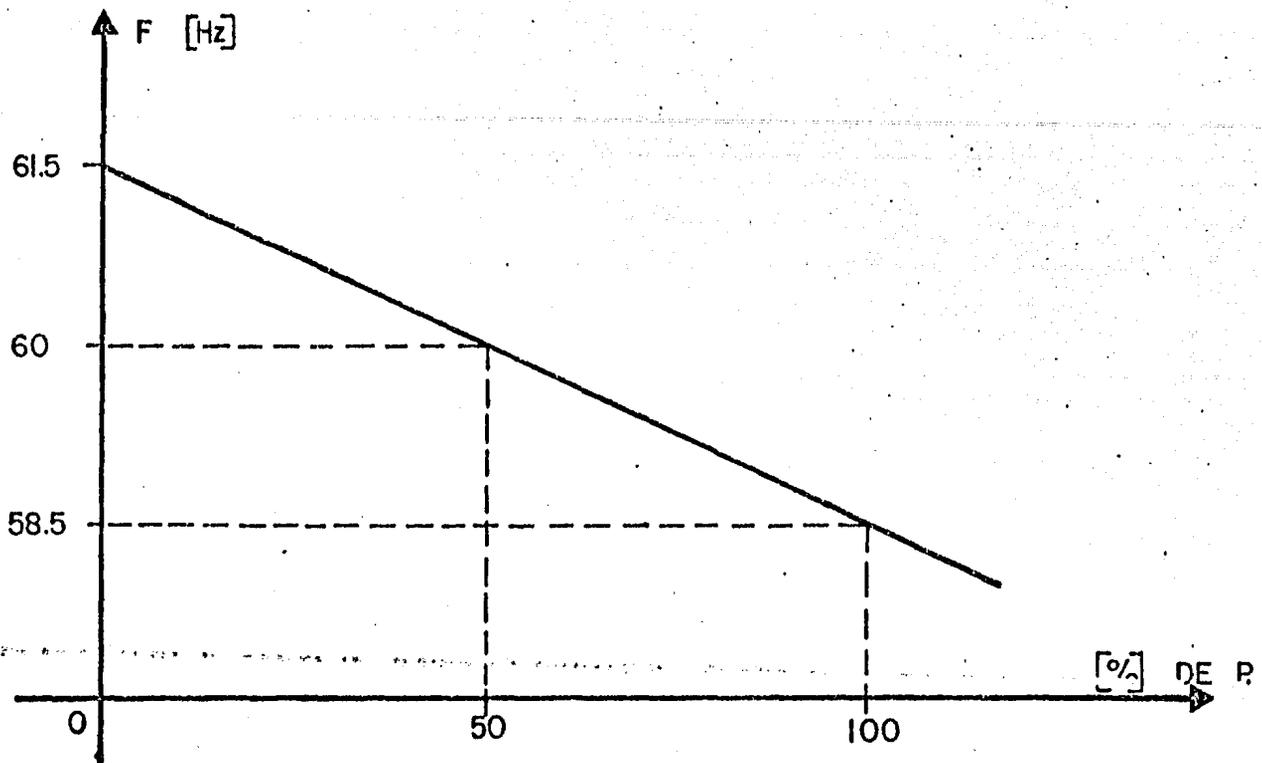
$$- 3 = 60 - f$$

$$3 = 60 - f$$

$$- f = 3 - 60$$

$$f = 57 \text{ [HZ]}$$

Si para el caso anterior, la unidad está generando para un 50%, de plena carga a frecuencia nominal 60 [HZ] como se ve en la figura, una disminución de la carga hasta un 0%, provocará un incremento de la frecuencia de 1.5% HZ o sea hasta un valor de 61.5 [HZ] que se ilustra con el siguiente dibujo.



Datos :

$$F_n = 60[\text{HZ}]$$

$$F_c = 0.05[\text{HZ}]$$

Solución :

$$0.05 = \frac{1}{0.5} \times \frac{f_o - 60}{60}$$

$$0.05 = \frac{f_o - 60}{30.0}$$

$$30 \times 0.05 = f_o - 60$$

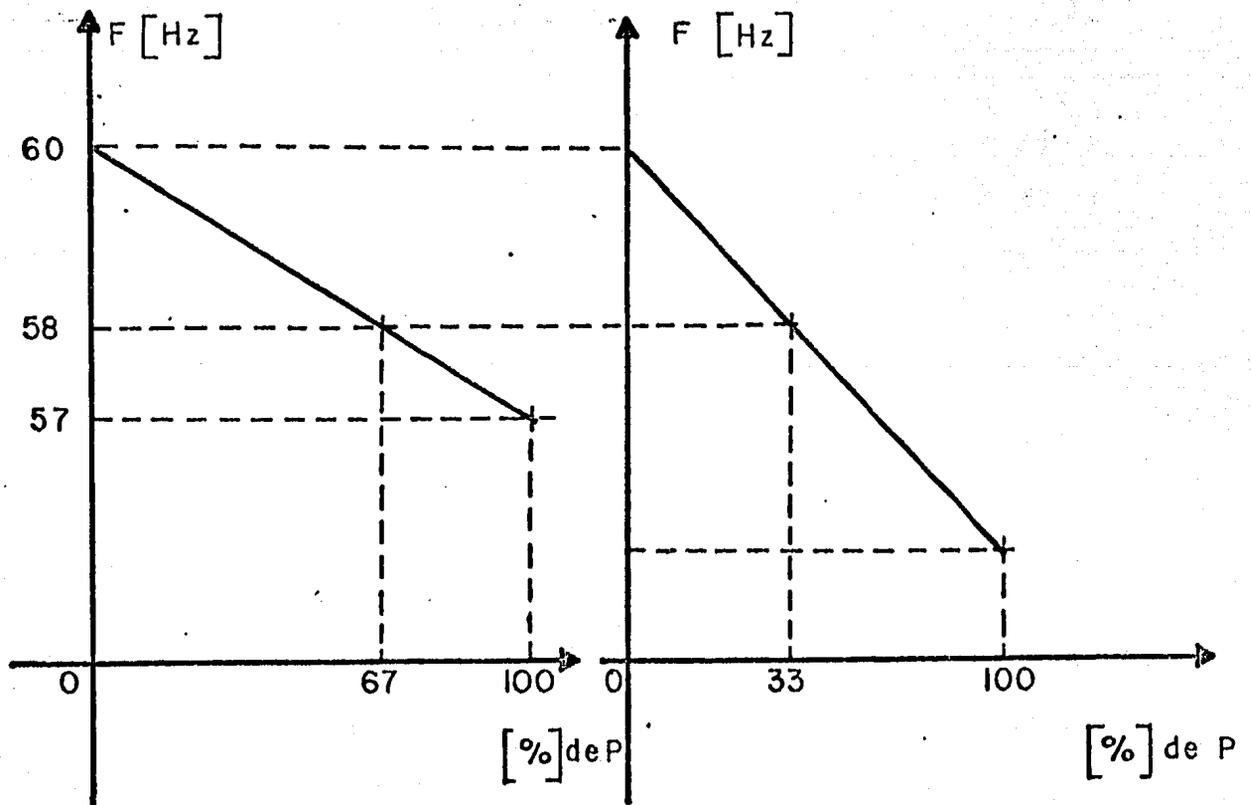
$$f_o = 1.5 + 60$$

$$f_o = 61.5[\text{HZ}]$$

Si se tratara de dos máquinas idénticas suministrando energía a una misma carga y con el mismo valor para ambas de $E = 0.05$ [P.U] si la carga aumenta desde cero hasta 100%, el cambio en la frecuencia será de

1.5 [Hz] para cada máquina, porque cada una toma la mitad del valor total
5 [Hz]

Si las máquinas son idénticas pero con estatismos diferentes, tenemos que para un aumento o disminución de la carga, cualquiera comparten el cambio de carga en proporción inversa a su valor E, esto es, la máquina con mayor estatismo proporciona menos generación que la otra. -
Lo anterior se ilustra con la figura



2.2 Magnitud y Fluctuación de la Carga.

2.2.1 Generalidades.

En el capítulo anterior señalamos que el consumo eléctrico está regido por ciclos diarios, semanarios, mensuales, etc..., los cuales dependen no sólo de los fenómenos naturales sino también de los comportamientos sociales. En este orden de ideas, es necesario que estemos preparados para enfrentar en cualquier momento, tanto las perturbaciones de orden climatológico como social, resguardando nuestro sistema para de esa manera evitar interrupciones en el servicio ofrecido.

~~El fin último, y el primordial, de un sistema de potencia eléctrica~~ El fin último, y el primordial, de un sistema de potencia eléctrica es repartir entre los usuarios en calidad y forma aceptable, la energía eléctrica que ha sido producida y, posteriormente, conducida hasta los centros de carga, procurando que resulte al menor costo posible.

Se ha observado que la potencia media suministrada en un determinado período a un conjunto de cargas de la misma especie sigue una ley específica y depende de las actividades humanas en el área de consumo. Este hecho contribuye a la elaboración de un programa de generación que -- permite efectuar pronósticos sobre la demanda futura de energía, a largo o a corto plazo, alertando así a la industria eléctrica acerca de la carga futura y los posibles cambios inmediatos en ella.

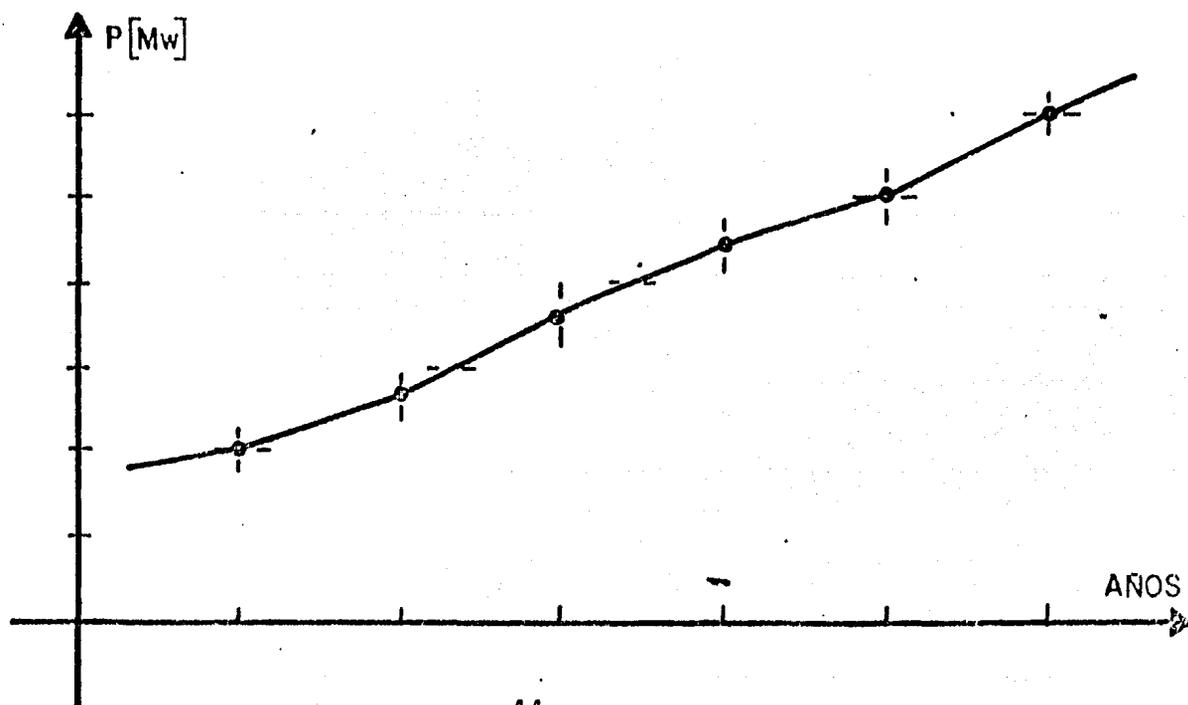
Ya hemos señalado que la diferencia entre la potencia generada y - la potencia consumida por la carga es igual, en cada instante a un valor que origina una variación en la frecuencia generada solamente está con-- trolada por la acción de los operadores de las plantas, y se debe a dos - causas:

a).- A los errores inevitables, tanto en la precisión del consumo como en la realización del programa de generación.

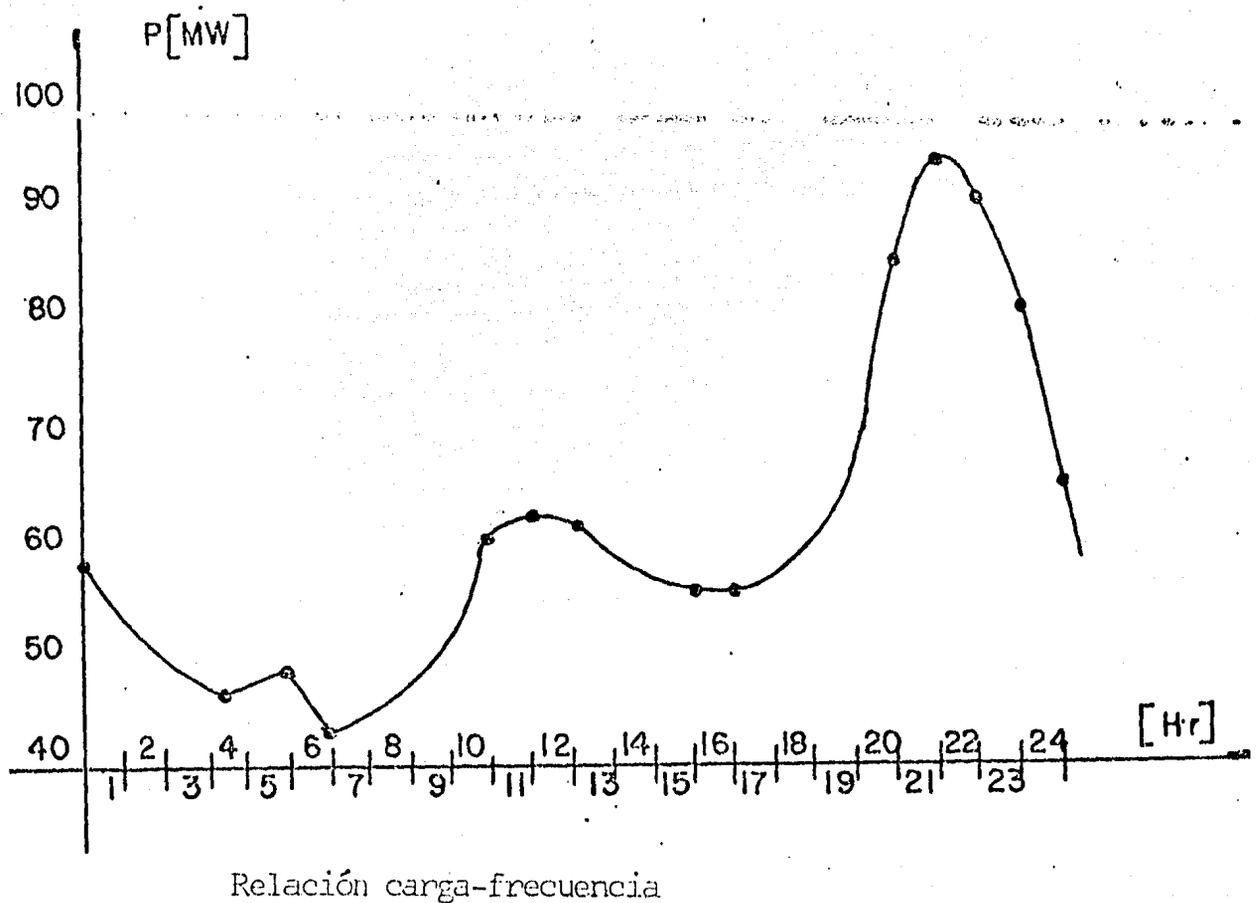
b).- Al carácter aleatorio de los instantes correspondientes a la conexión y desconexión de las cargas individuales, lo cual origina una fluctuación de la carga alrededor de su valor medio. Esa fluctuación es menos importante cuanto mayor es la carga global en comparación con las cargas individuales.

En este caso, como no existe ningún medio automático de regulación las variaciones en la frecuencia dependerán del coeficiente de amortiguamiento, $D = Mk$ del sistema el cual cuando se trata de un sistema eléctrico grande puede presentar un valor muy bajo, permitiendo variaciones de la frecuencia del sistema provocadas por la carga, hasta valores demasiado grandes que pueden dañar todos los aparatos de utilización.

La energía eléctrica consumida año por año es una función exponencial creciente, por cuya causa la curva de producción de energía, graficada en la siguiente figura aparece como una línea ascendente.



Aunque casi todas las cargas absorben potencia real y reactiva, algunas de ellas son puramente resistivas, es decir sólo consumen potencia real. Para un sistema de potencia cualquiera la suma de la potencia absorbida por las cargas más las pérdidas es igual a la potencia total suministrada por el sistema. Ver la siguiente figura en la que se muestra la curva de consumo horario para un día laborable normal. El área bajo la curva nos da el valor de la energía eléctrica generada durante un periodo de 24 horas.



Al resolver cualquier problema, debemos tener presente que la carga es función de la frecuencia del sistema y que la característica del sistema es igual a la suma de las características de generación de las cargas.

$$N_S = N_G + N_K$$

$$N_s = N_G + N_K$$

N_s : Característica del sistema

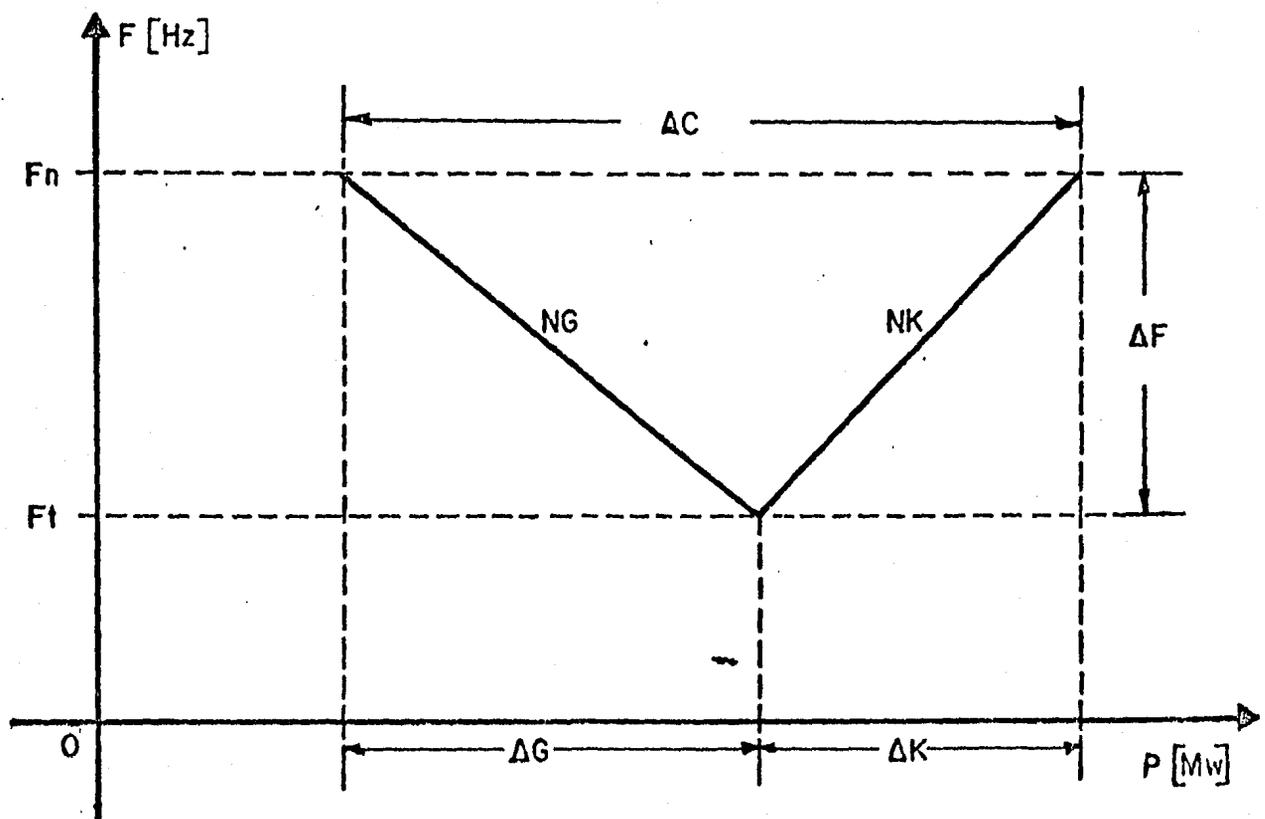
N_G : Característica de generación (de las máquinas)

N_K : Característica de la carga

La característica de generación N_G , es igual a la suma de las características de las diferentes máquinas que componen el sistema:

$$N_G = N_{G1} + N_{G2} + N_{G3} + \dots + N_{Gn} = \sum_{i=1}^n N_{Gi}$$

En la figura aparecen esquematizadas las características de generación y de carga, efectuando una acción combinada, para el caso de un sistema cualquiera. En la misma se muestra claramente que a un incremento de carga ΔC corresponde una disminución de la frecuencia, desde su valor nominal F_n hasta un valor F , siguiendo la recta descendente de la característica de generación. Ver la siguiente gráfica:



EFECTO COMBINADO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE GENERACION Y CARGA, PARA UN INCREMENTO DE CARGA EN EL SISTEMA.

- F: Frecuencia [HZ]
- P: Potencia (carga)[MW]
- F_n : Frecuencia Nominal[HZ]
- F_T : Frecuencia Final[HZ]
- N_G : Característica de Generación de las máquinas $\text{---} \left[\frac{\text{MW}}{\text{d Hz}} \right]$
- N_K : Característica de la carga $\text{---} \left[\frac{\text{MW}}{\text{d Hz}} \right]$
- N_S : Característica del Sistema $\text{---} \left[\frac{\text{MW}}{\text{d Hz}} \right]$
- ΔF : Incremento de Frecuencia[HZ]
- ΔC : Incremento de Carga [MW] (en el sistema)
- ΔG : Incremento de Generación [MW]
- ΔK : Incremento de Carga [MW]

Posteriormente, tiene lugar un incremento de la frecuencia hasta alcanzar su valor original, orientado según la característica de la carga. Por lo --- tanto, tenemos que:

$$\Delta C = \Delta G + \Delta K$$

De manera que el incremento de generación, en el intervalo de tiempo correspondiente, es menor que el aumento de carga observado. Para ilustrar ese hecho, veamos el siguiente

2.2.2 Ejemplos

Consideremos un sistema formado por dos generadores, A y B, de 75 y 60 [MW] respectivamente, alimentando una carga de 50 [MW] a frecuencia nominal --- ($F_n = 60$ [Hz]) y con igual valor de estatismo para ambos, $E = 0.05$ [PU] ---- ¿Qué sucede en el sistema si en un determinado instante se aumenta una carga de 10 [MW], al sistema?

Calcular la frecuencia y la generación resultante, después que aparece la perturbación, siendo las cargas iniciales

$P_{iA} = 30 \text{ [MW]}$ y $P_{iB} = 20 \text{ [MW]}$ la característica de la carga esta dada por

$$N_K = \frac{0.01(P)}{0.01(F)}$$

DATOS:

Generadores:

$$A = 75 \text{ [MW]}$$

$$B = 60 \text{ [MW]}$$

Alimentar una carga de:

$$C = 50 \text{ [MW]}$$

Frecuencia Nominal:

$$F_n = 60 \text{ [Hz]}$$

El estatismo de los generadores:

$$E = 0.05 \text{ [P.U.]}$$

Si en un estante se aumenta una carga de

$$\Delta c = 10 \text{ [MW]} \text{ al sistema}$$

Calcular:

La frecuencia

La generación resultante después de la perturbación

Con las cargas iniciales.

$$P_{iA} = 30 \text{ [MW]}$$

$$P_{iB} = 20 \text{ [MW]}$$

Característica de la Carga

$$N_K = \frac{0.01(P)}{0.01(F)}$$

Primero, procederemos a calcular las características de los generadores y de la carga.

$$N_{GA} = \frac{P_{nA}}{10E_n F_n} = \frac{75}{10(0.05)(60)} = 2.5 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

$$N_{GB} = \frac{P_{nB}}{10E_n F_n} = \frac{60}{10(0.05)(60)} = 2.0 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

$$N_K = \frac{0.01(P_{ki} + \Delta C)}{0.01(10)F_n} = \frac{0.01(50 + 10)}{0.01(10)(60)} = 0.1 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

La disminución de frecuencia es, entonces,

$$\Delta F = \frac{\Delta C}{N_S} = \frac{\Delta C}{N_{GA} + N_{GB} + N_K} = \frac{10}{4.6} = 2.174 \text{ [dHz]}$$

y la frecuencia final:

$$F_t = F_n - \Delta F = 60 - 0.2174 = 59.7826 \text{ [Hz]}$$

Los incrementos en la generación y en la carga son, en consecuencia,

$$\Delta G_A = \Delta F \times N_{GA} = (2.174)(2.5) = 5.435 \text{ [MW]}$$

$$\Delta G_B = (2.174)(2.0) = 4.348 \text{ [MW]}$$

$$\Delta K = \Delta F \times N_K = (2.174)(0.1) = 0.2174 \text{ [MW]}$$

Los resultados de este problema se encuentra tabulados en el siguiente cuadro:

U	P_M [MW]	E [pu.]	P_i [MW]	F [Hz]	N_G $\left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$	ΔG [MW]	P_t [MW]
A	75	0.05	30	60	2.5	5.435	35.435
B	60	0.05	20	60	2.0	4.348	24.348
S	135	0.049	50	60	4.5	9.783	59.783

Ejemplo 2.2.2

Sea un sistema con dos unidades generadores A y B, cuyas potencias ins-

taladas con 300 y 500 [MW], respectivamente. El estatismo de la unidad A es igual a 0.03 [pu] y el de la unidad B, 0.04 [pu]. Supongamos que ambas unidades se encuentran operando a la frecuencia nominal de 60 [Hz], siendo sus potencias iniciales de 250 [MW] para A y 150 [MW] para B.

Calculemos la variación de la frecuencia cuando surge un incremento de carga de 200 [MW]

Datos:

$$A = 300 \text{ [MW]}$$

$$B = 500 \text{ [MW]}$$

Estatismo de:

$$A = 0.03 \text{ [PU]}$$

Estatismo de:

$$B = 0.04 \text{ [PU]}$$

Frecuencia nominal de ambos generadores:

$$F_n = 60 \text{ [Hz]}$$

Con potencia inicial de:

$$P_{iA} = 250 \text{ [MW]}$$

$$P_{iB} = 150 \text{ [MW]}$$

Calcular la variación de la frecuencia cuando:

$$\Delta C = 200 \text{ [MW]}$$

Característica de la carga:

$$N_K = \frac{K}{F} = \frac{1.0(P)}{1.0(F)}$$

La característica de la carga se define, para el presente sistema como:

$$N_K = \frac{K}{F} = \frac{1.0(P)}{1.0(F)}$$

Solución:

Las características de generación de las unidades A y B, así como la característica de carga, se determinan de manera semejante a como se hizo en

el ejemplo anterior, es decir:

$$N_{GA} = \frac{300}{10(0.03)(60)} = 16.66 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

$$N_{GB} = \frac{500}{10.(0.04)(60)} = 20.83 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

$$N_K = \frac{(0.01)(600)}{(0.01)(60)(10)} = 1.00 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

Por consiguiente, la característica del sistema es

$$N_S = 16.66 + 20.83 + 1.00 = 38.49 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

Con este valor podemos, ahora, conocer la magnitud de la variación de la -- frecuencia y la frecuencia final (temporal).

$$\Delta F = \frac{200}{38.49} = 5.20 \text{ [dHz]}$$

$$F_t = 60 - 0.520 = 59.48 \text{ [Hz]}$$

Los incrementos de generación y de carga son:

$$\Delta G_A = (5.20)(16.66) = 86.83 \text{ [MW]}$$

$$\Delta G_B = (5.20)(20.83) = 108.32 \text{ [MW]}$$

$$\Delta K = (5.20)(1.0) = 5.20 \text{ [MW]}$$

Es evidente que la unidad A no puede proporcionar una potencia adicional de 86.83 [MW] porque su potencia máxima es de 300[MW] y ya estaba suministrando 250 [MW] antes de este último aumento de carga.

Por tanto, como A solamente puede dar 50 [MW] extras vamos a resolver el problema, nuevamente, pero partiendo, de esta restricción.

La disminución de frecuencia, en estas condiciones, es:

$$\Delta F'_A = \frac{50}{16.66} = 3.0 \text{ [dHz]}$$

y la carga cubierta por el sistema del total demandado, por este lado es:

$$\Delta C' = N_S \Delta F'_A = 38.49(3.0) = 115.47 \text{ [MW]}$$

De esa manera, el incremento de generación que debe absorber la unidad B, se encuentra como la diferencia

$$\Delta G'_B = 115.47 - 50.00 = 65.47 \text{ [MW]}$$

Pero, como el incremento total es de 200 [MW] B debe también hacerse cargo de la parte restante. Así, con

$$N'_S = 0 + N_{GB} + N_K = 20.83 + 1.00 = 21.83 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

calculamos el incremento de frecuencia correspondiente

$$\Delta F'_B = \frac{200 - 115.47}{21.83} = 3.87 \text{ [dHz]}$$

Ahora, podemos determinar los nuevos incrementos de frecuencia y de generación, así como la frecuencia final después de la perturbación

$$\Delta F_t = 3.0 + 3.87 = 6.87 \text{ [dHz]}$$

$$F_t = 60. - 0.687 = 59.313 \text{ [Hz]}$$

$$\Delta G'_B = N_{GB} \Delta F_t = 20.83 \times 6.87 = 143.10 \text{ [MW]}$$

Con este último resultado el problema queda resuelto de la manera más correcta, tal como se puede observar en el siguiente cuadro:

U	P_M	E	P_i	F	N_G	ΔG	P_t
	[MW]	[pu]	[MW]	[Hz]	$\left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$	[MW]	[MW]
A	300	0.03	250	60	16.66	50	300
B	500	0.04	150	60	20.83	143.1	293.1
S	800	0.035	400	60	37.49	193.1	593.1

Para este nuevo incremento de frecuencia, el descenso de carga es:

$$\Delta K' = 6.87 \times 1.0 = 6.87 \text{ [MW]}$$

de manera que el incremento de carga queda satisfecho,

$$\Delta C = 193.10 + 6.87 = 199.97 \approx 200 \text{ [MW]}$$

2.2.3. Diferentes Tipos de Cargas.

En el desarrollo de un modelo matemático para predicciones de consumo futuro, en un sistema de energía eléctrica, la carga total es separada en dos partes: carga normal y carga residual.

La carga nominal puede ser definida como la carga debida a las exigencias adicionales del cliente y está influenciada por las tendencias a largo plazo en las condiciones del tiempo. Como resultado, ella incluye los efectos de las variaciones estacionales o dependiendo de su aplicación, -- puede también comprender recientes tendencias del tiempo, que han sido observadas.

La carga residual, en cambio, corresponde a la diferencia entre las cargas actual y nominal, y es en gran parte el resultado de las desviaciones del tiempo alrededor de la tendencia a largo plazo. Por tanto, la carga residual implica la desviación diaria y horaria en la carga nominal, -- tanto cuanto cambien las condiciones del tiempo.

2.2.4. Pronósticos relativos a la demanda futura de energía eléctrica

Las previsiones de consumo juegan un papel muy importante en las decisiones referentes a los medios de producción, para la economía de las inversiones que son susceptibles de producirse.

El crecimiento progresivo y los cambios repentinos que se observan en la carga, muestran la necesidad de predecir la demanda futura de potencia, de modo que estaciones generadoras adecuadamente localizadas y sistemas de transmisión bien coordinados, flexibles y confiables, estén en condiciones de cumplir con la carga, a través de sistemas de distribución ampliados, -- tanto como sea exigido por la demanda.

Ademas, los medios de producción globalmente necesarios deben ser repartidos geográficamente, sin crear desequilibrios entre la producción y --

el consumo, puesto que éstos están limitados por los imperativos técnicos y económicos.

Esa regionalización de los medios empleados dá lugar a que aparezca una categoría de estudios, para producir la articulación de la red de interconexiones, por medio de hipótesis de consumo detalladas y precisas, ya que la red deseada es el resultado del frágil balance entre las dos grandes masas, producción y consumo.

Una vez que el material necesario ha entrado en servicio es conveniente administrarlo dentro de las mejores condiciones económicas.

Mediante los pronósticos de consumo debemos estar en condiciones de -- responder a toda demanda concerniente a:

- a) - Las curvas de carga de toda jornada de trabajo;
- b) - Los datos de consumo, semanales y mensuales; y a
- c) - Causas imprevistas, tanto de origen climático como ocasional, en las cuales son afectadas las cargas.

El programa de generación elaborado a partir de los pronósticos de carga, sin embargo, no podrá llevarse a cabo por parte de las plantas generadoras, exactamente en la forma pronosticada, porque las previsiones hechas no son perfectas. Por consiguiente, la empresa eléctrica debe estar preparada para realizar los cambios necesarios en el programa de obras, si surgen situaciones imprevistas.

De cualquier manera, la importancia de las previsiones de consumo futuro es enorme pues para la industria eléctrica para que pueda hacerle frente a todas las situaciones futuras de interrupciones en el servicio o por perturbaciones (como variaciones súbitas de la carga).

2.3 Regulación a Control Proporcional.

2.3.1. Generalidades.

Ya hemos visto que el desequilibrio entre la potencia generada y la potencia consumida, siempre está presente en nuestro sistema y por consiguiente se necesitan medios de regulación que impidan que la frecuencia pase cierto rango prefijado.

En este punto queremos desglosar todo el tema concerniente a la regulación que se debe poseer para mantener dentro de ciertos límites las fluctuaciones de la frecuencia, o más propiamente, mantener un control sobre la relación carga-frecuencia.

Además intentaremos aclarar los conceptos de coeficiente de amortiguamiento D , coeficiente de regulación R y su relación con las características de la generación y la carga.

La regulación carga-frecuencia se emplea en la salida de las plantas generadoras con el objeto de regular los cambios en la frecuencia del sistema o en cada uno de los generadores, originados por cambios en la carga o por intercambio de energía con otros sistemas. También debe regular la relación entre el sistema global y cada uno de los generadores, con el propósito de que la frecuencia no se aleje mucho del valor programado para el buen funcionamiento de todo el equipo y para mantener el intercambio existente con otras áreas en forma normal.

La regulación automática de tipo proporcional, o primaria, es realizada por reguladores de velocidad automática, los cuales se encuentran en las turbinas, y actúan en forma instantánea sobre los órganos de admisión.

2.3.2. Característica de caída de velocidad y energía reguladora

Un generador con un regulador de velocidad regresará a la velocidad sincrona después de que haya desaparecido el transitorio, asociado con un aumento paulatino de la demanda de carga ejercida sobre sus terminales eléctricas

Si un regulador de velocidad contiene un sistema mecánico de retroalimentación en estado estable, el generador no regresará a la velocidad síncrona, cuando se aplique una carga adicional, ΔP_C . El transitorio de tiempo se ve en la figura 1.

Como el incremento de frecuencia Δf el provocado por el ΔP_C , si se aplicaran varios ΔP_C , de diferentes magnitudes, el resultado sería una característica de caída de carga, tal como la que aparece en la figura 2

La pendiente inversa de esa curva es denominada energía reguladora, definida por la expresión:

$$\frac{\Delta P}{\Delta f} = \frac{1}{R}$$

Los diferentes reguladores de velocidad también incluyen controles del cambio de velocidades, para hacer retomar la frecuencia nominal, después de un cambio de velocidades es la causa de que la característica de caída se mueva hacia la derecha, como se puede ver en la figura 3

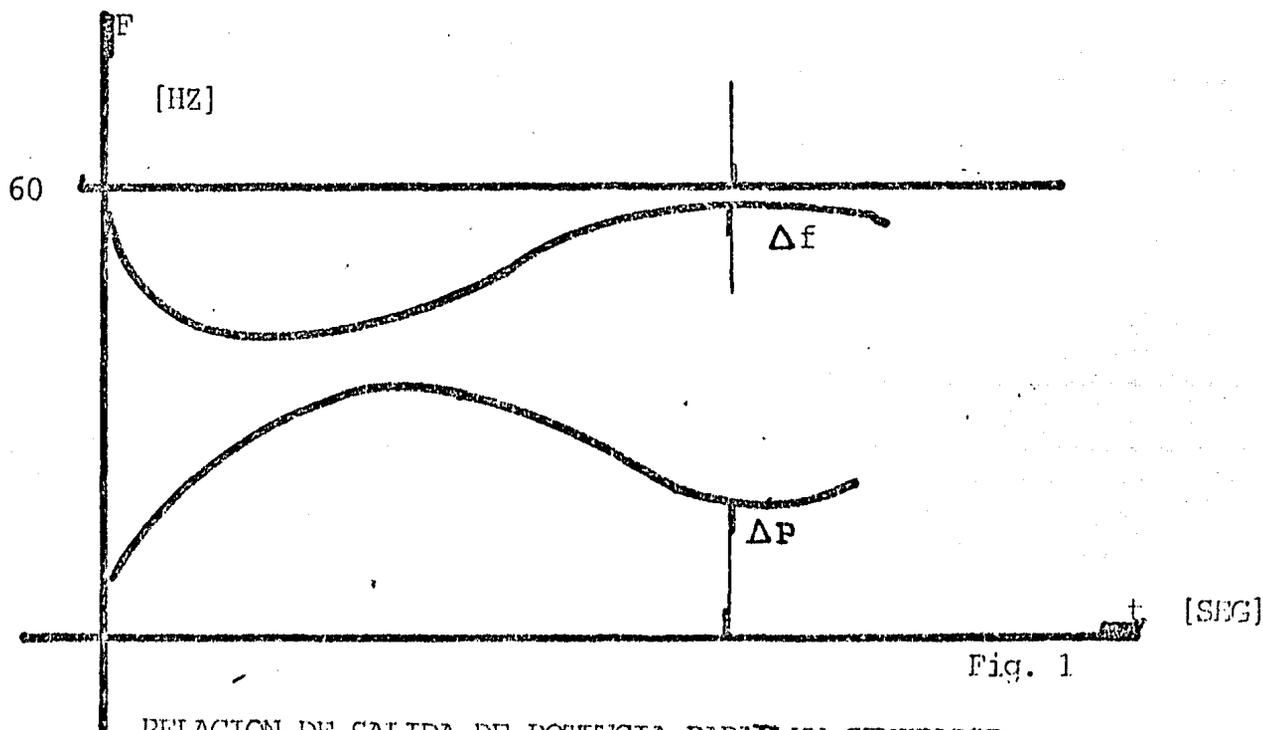


Fig. 1

RELACION DE SALIDA DE POTENCIA PARA UN GENERADOR DE FRECUENCIA.

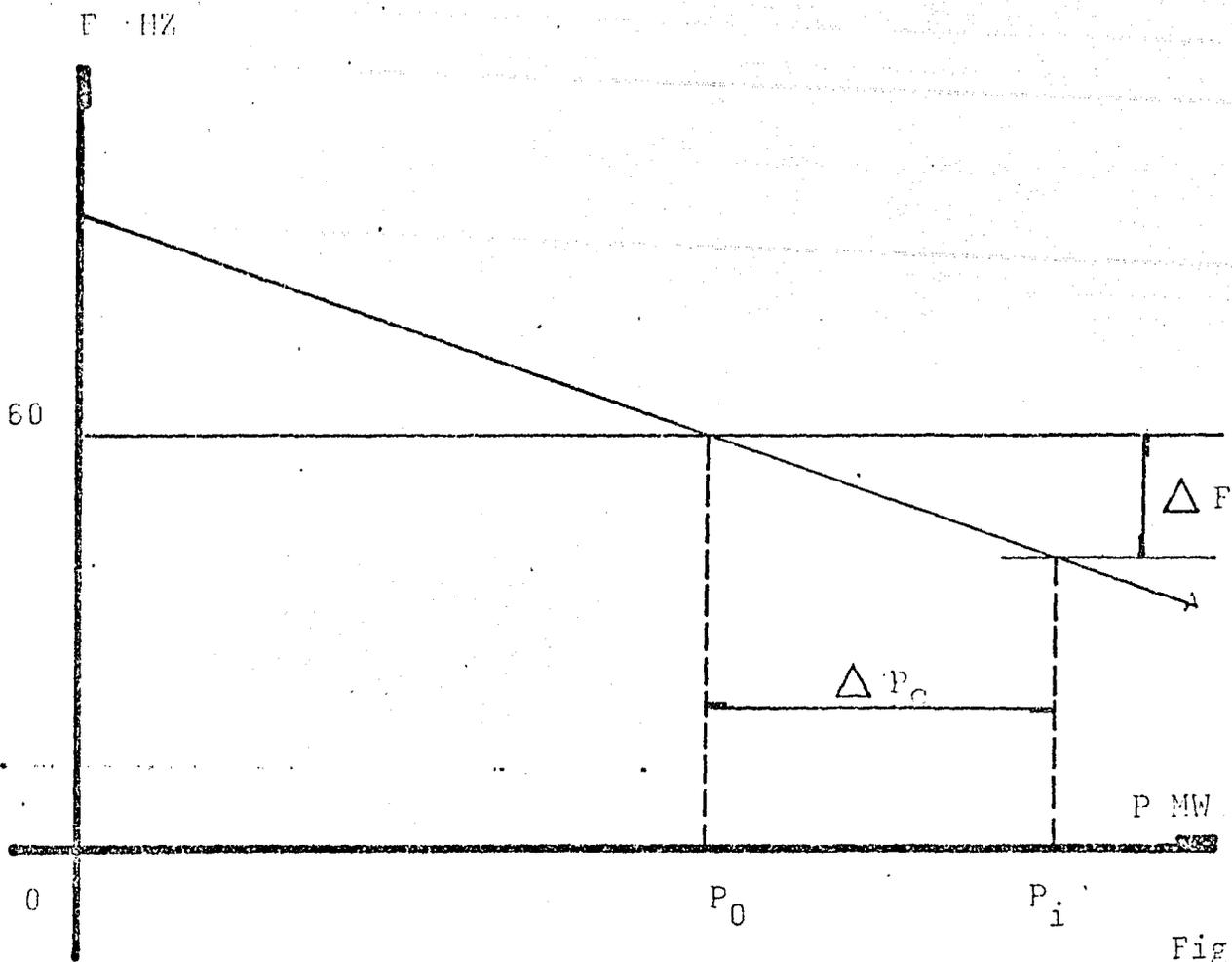


Fig. 2

Característica de la caída de velocidad para un regulador realimentado en estado estable.

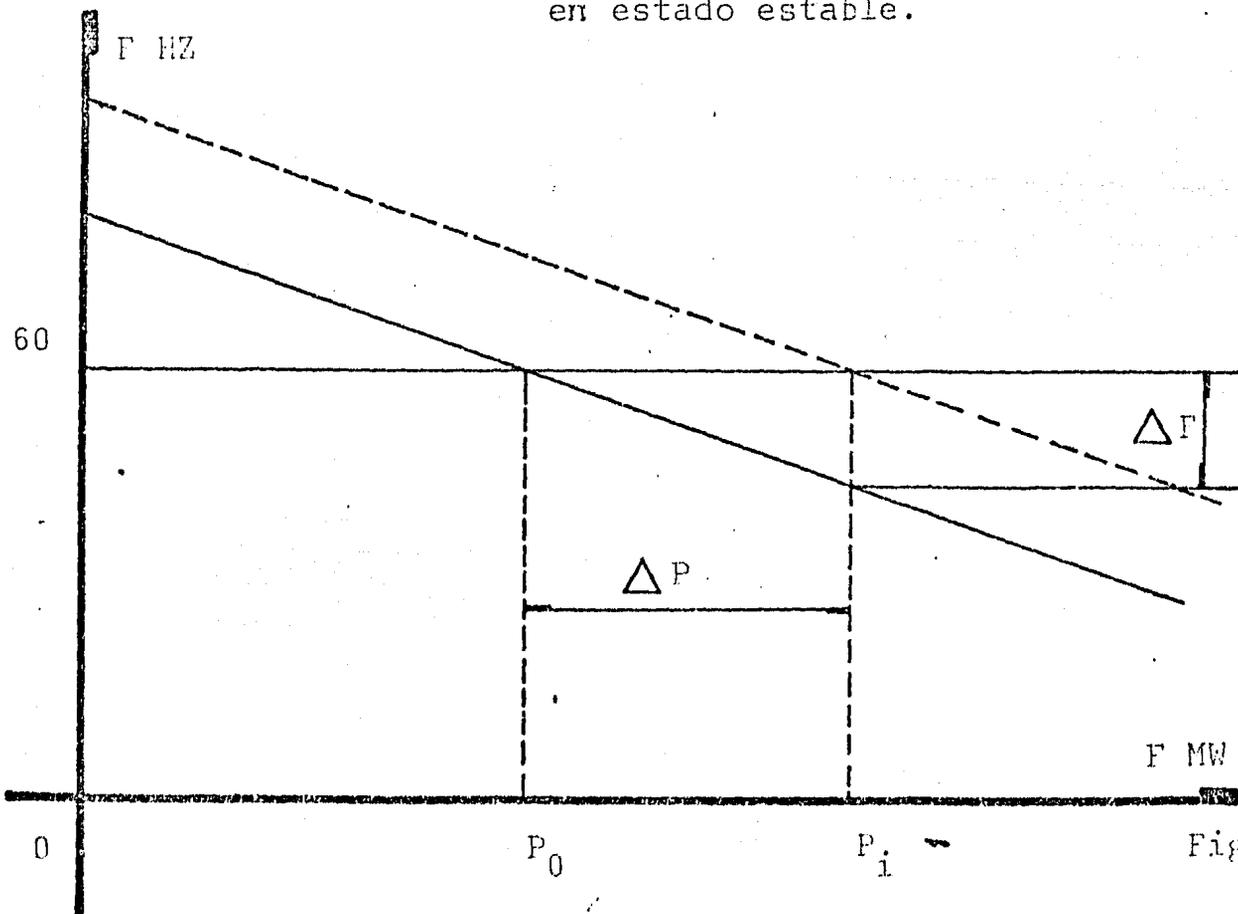


Fig. 3

Característica en estado estable con un cambiador de velocidad.

La energía reguladora, definida mediante la siguiente expresión está dada, generalmente en $\left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}}\right]$. Al parámetro R, se le denomina coeficiente de regulación, y representa el inverso de la energía reguladora.

En la práctica, se considera a la cantidad $\frac{1}{R}$ igual a la característica de generación ya definida, N_G .

Una fórmula equivalente a la anterior 2.6, la cual es empleada en la gráfica, es la siguiente:

$$\frac{1}{R} = \frac{P_{pc}}{E F_N}$$

donde P_{pc} es la potencia a plena carga o nominal, F_N es la frecuencia nominal y E es el estatismo

2.3.3 Sensibilidad frecuencia-carga o coeficiente de amortiguamiento.

$$D = N_K$$

Las cargas en los sistemas eléctricos de potencia son a menudo muy sensibles, por lo cual, a veces se usa una relación que indica una caída del 1% en la demanda de potencia de carga para una caída del 1% en la frecuencia. Ver figura 4.

Una cantidad D, llamada coeficiente de sensibilidad frecuencia-carga o factor de amortiguamiento es descrita como:

$$D = \frac{\Delta P}{\Delta F}$$

y define la capacidad del sistema de potencia de alcanzar un nuevo estado de equilibrio, después de haber sido afectado por una perturbación, un aumento de carga, por ejemplo. Este factor se basa en que la carga y la frecuencia varían en forma proporcional cada una con respecto a la otra.

El valor del parámetro D depende de la naturaleza de la carga estudiada. Si D llega a tomar valores negativos, entonces no será posible alcanzar un nuevo estado de equilibrio.

Cuando el sistema de energía eléctrica es demasiado grande el factor de amortiguamiento D presenta un valor muy pequeño, de forma tal que no puede contener las variaciones de la frecuencia.

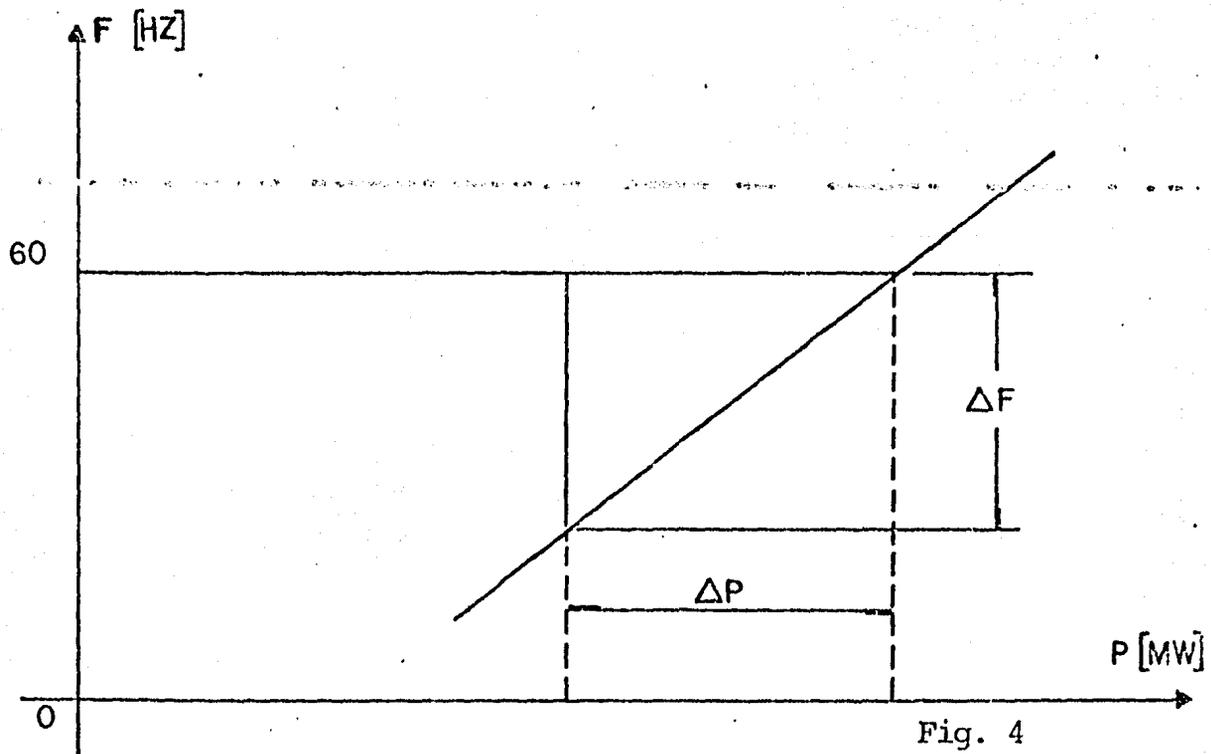


Fig. 4
CAMBIO EN LA POTENCIA DE CARGA DEMANDA CON CAMBIO EN LA FRECUENCIA.

2.3.4. Característica de Regulación del Sistema

El efecto de combinar la característica de caída de velocidad de un regulador con la característica de sensibilidad carga-frecuencia, se puede mostrar gráficamente. Si el cambio de carga fuera aplicado al generador, el regulador trataría de disminuir la frecuencia en un ΔF_1 . Dado que la carga es sensible a la frecuencia, el incremento inicial de la potencia ΔP no es tan grande, y el cambio de frecuencia es sólo de ΔF_2 . De acuerdo a las definiciones que hemos dado, se puede ver que

existe un parámetro B, el cual está definido por:

$$B = \frac{\Delta P}{\Delta F_2} = \frac{1}{R} + D$$

según se puede ver en la figura 5 (Esta figura es equivalente a la -- fig. de Generación y Carga).

La cantidad B forma parte del equipo de control frecuencia-carga y es elegida según el criterio del operador.

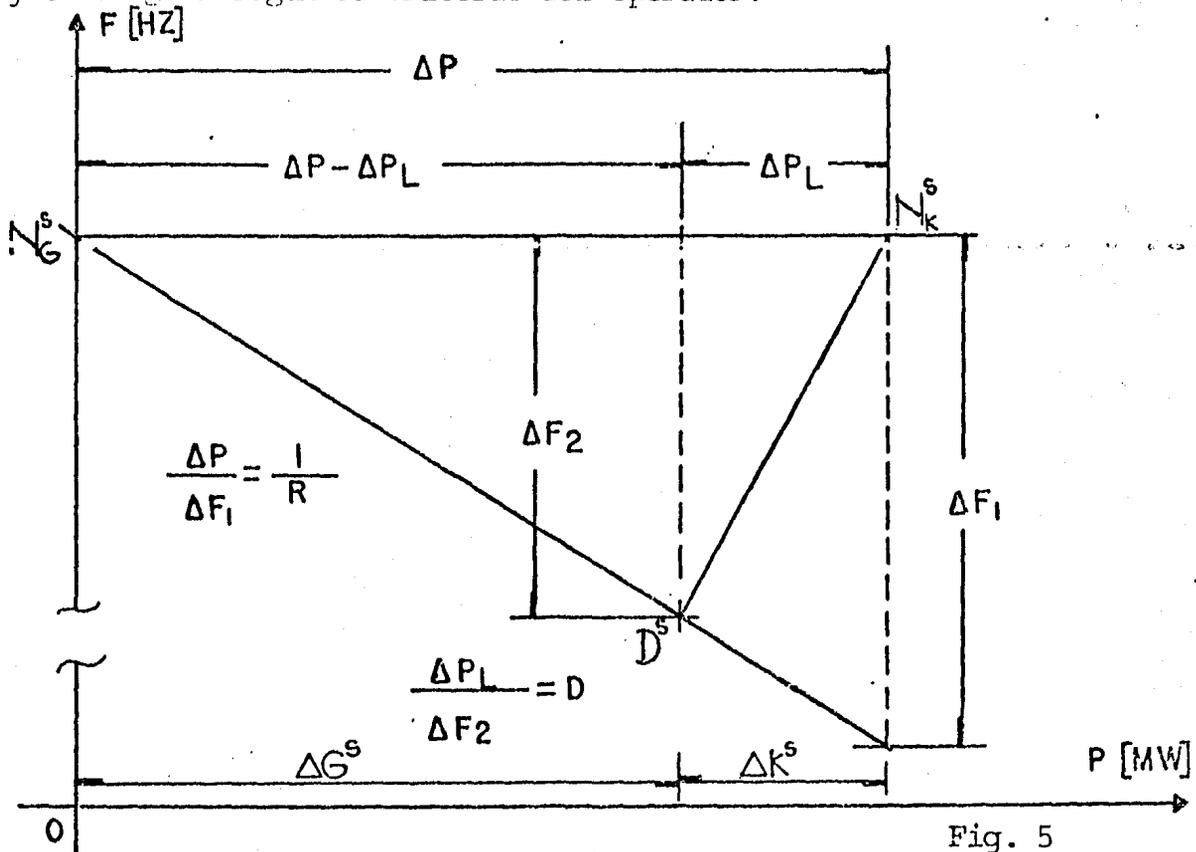


Fig. 5
CARACTERISTICAS DE CAIDA DE VELOCIDAD Y DE SENSIBILIDAD
FRECUENCIA EN CARGA COMBINADAS.

2.3.5 Definición de la Regulación Proporcional.

La regulación proporcional es el control automático efectuado por los reguladores de velocidad de las turbinas, las cuales actúan sobre sus órganos de admisión, en forma automática, siempre que la velocidad de la turbina se aleja de la velocidad tomada como referencia, la del propio regulador.

Los reguladores de velocidad automáticos son dispositivos individuales y autónomos, pues se instalan junto a cada turbina sin que exista

ninguna conexión entre ellos. De esa manera cada regulador solamente se ocupa de la máquina que le corresponde.

Existen varios tipos de reguladores, como son los reguladores estáticos (los cuales son muy poco estables), los reguladores con retroalimentación, los cuales son muy rápidos y estables, y otros.

Como ya hicimos notar anteriormente, cuando la carga es insensible a las variaciones de frecuencia, como en el caso de la carga puramente resistiva, el coeficiente de amortiguamiento es igual a cero.

A continuación daremos dos ejemplos, para mostrar cómo se comporta la turbina cuando se produce un cambio de carga, aplicando la característica del regulador de velocidad de la propia turbina y la característica de la carga.

En el primer caso nos referiremos a la situación de un sistema compuesto por una sola unidad generadora, en el cual la carga es independiente de la frecuencia, es decir, el coeficiente de amortiguamiento, D , es igual a cero.

En el subsiguiente ejemplo, trataremos el caso en el cual el coeficiente de amortiguamiento es diferente de cero, $D \neq 0$, esto es, cuando la carga varía con la frecuencia.

Ejemplo

Supongamos que en nuestro sistema (compuesto de una sola unidad), la carga es independiente de la frecuencia y que el mismo, inicialmente está atendiendo una carga de 60[MW] a la frecuencia nominal de 60[Hz]. La característica del regulador de velocidad está definido por $N_G = \frac{1.0}{1.0} \left[\frac{\%(P)}{(\text{Hz})} \right]$

Estudiemos las consecuencias de agregar una carga de magnitud 1.2[MW]

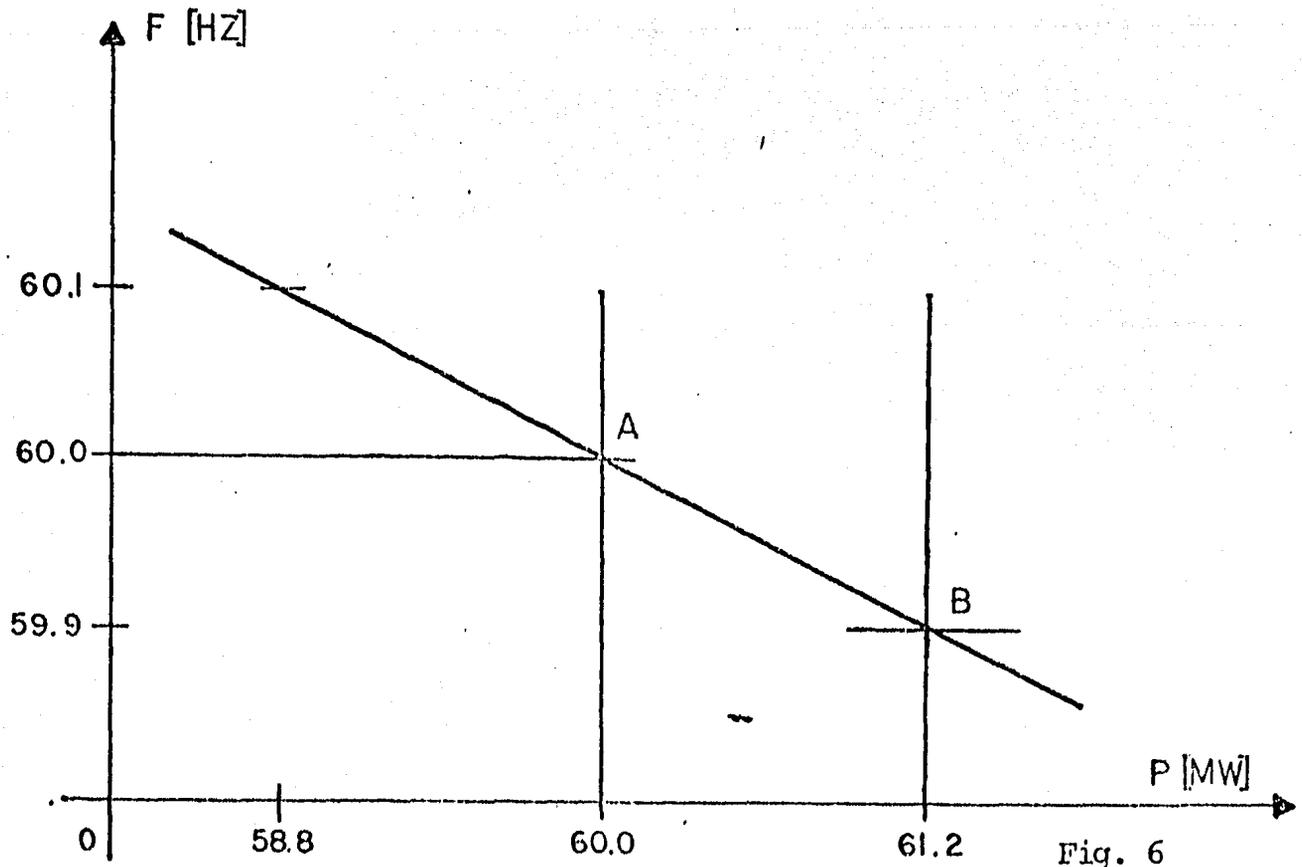
Solución

La característica de la carga es paralela al eje vertical, como se muestra en la figura 6 debido a que es insensible a las variaciones de frecuencia.

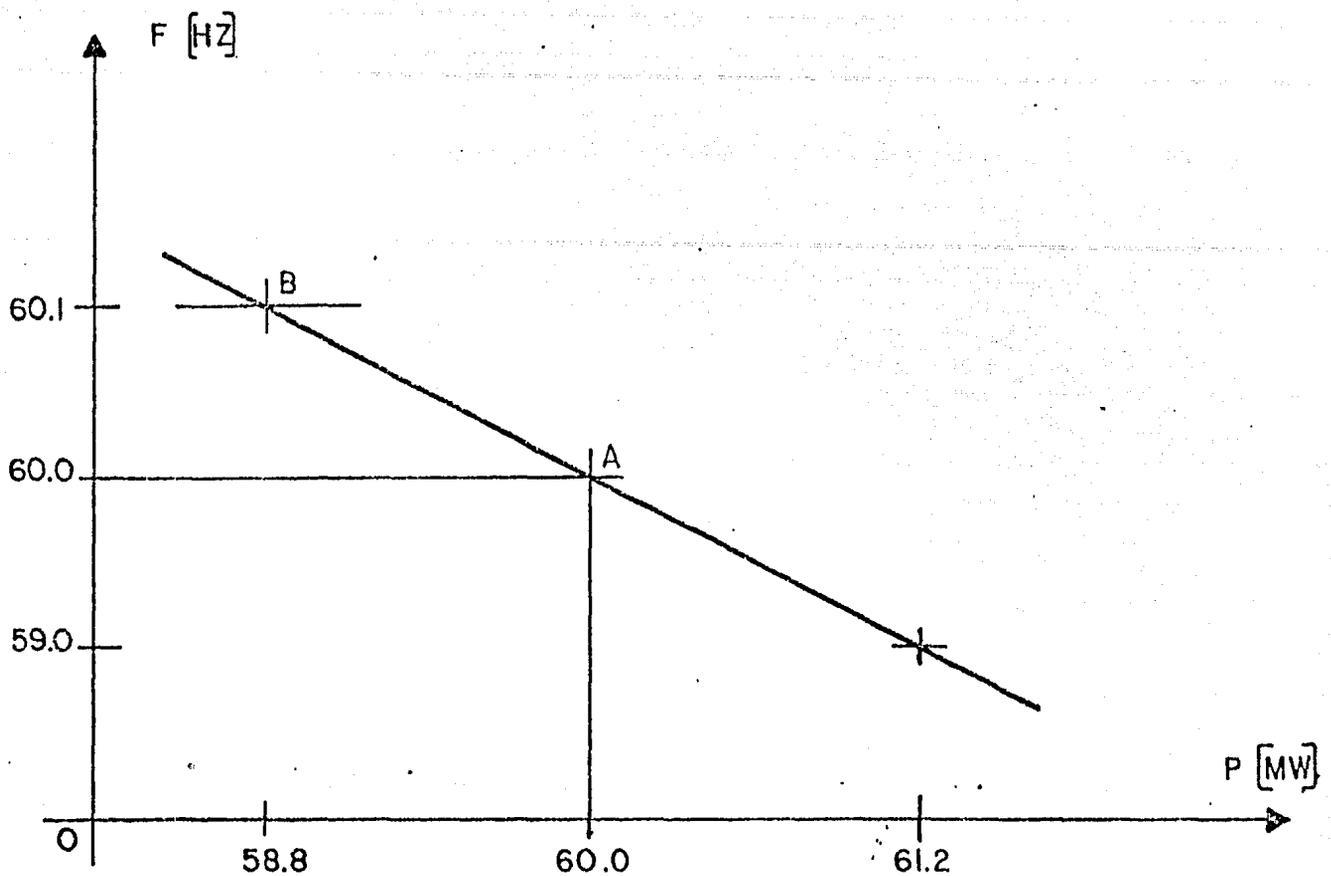
Para las condiciones iniciales, las características del regulador y de la carga se interceptan en el punto A, puesto que en ese instante la potencia generada es exactamente igual a la carga conectada.

Al aparecer la nueva carga de 1.2 [Mw] la carga total aumenta hasta 61.2 [Mw] la característica de la carga sigue siendo una recta vertical, pero ahora le corresponde la abscisa de 61.2, sobre el eje de las potencias.

En estas nuevas condiciones tenemos otro punto de equilibrio para el valor de frecuencia correspondiente a la parte donde la recta que caracteriza al regulador corta a la nueva característica de carga, como se muestra en la figura 6



VARIACION DE LA FRECUENCIA PARA UN AUMENTO DE CARGA CUANDO $D=0$



VARIACION DE LA FRECUENCIA CON UNA DISMINUCION DE CARGA CUANDO EL COEFICIENTE DE AMORTIGUAMIENTO $D = 0$

Como parte de este ejemplo, podemos considerar el caso en el cual la carga inicial de 60 [MW] disminuye en 1.2 [MW] . En la figura 7, aparece la solución gráfica, mostrando la manera como varía el punto de equilibrio.

Ejemplo 2.4

Ahora estudiemos la misma situación anterior cuando D es mayor que cero. La característica de la carga es $N_K = \frac{0.5 \text{ [M(P)]}}{1.0 \text{ [dHz]}}$. La característica del regulador es la misma que en el ejemplo anterior y el sistema está operando a una frecuencia nominal de 60 [Hz] . La carga inicial es 60 [MW] .

Solución:

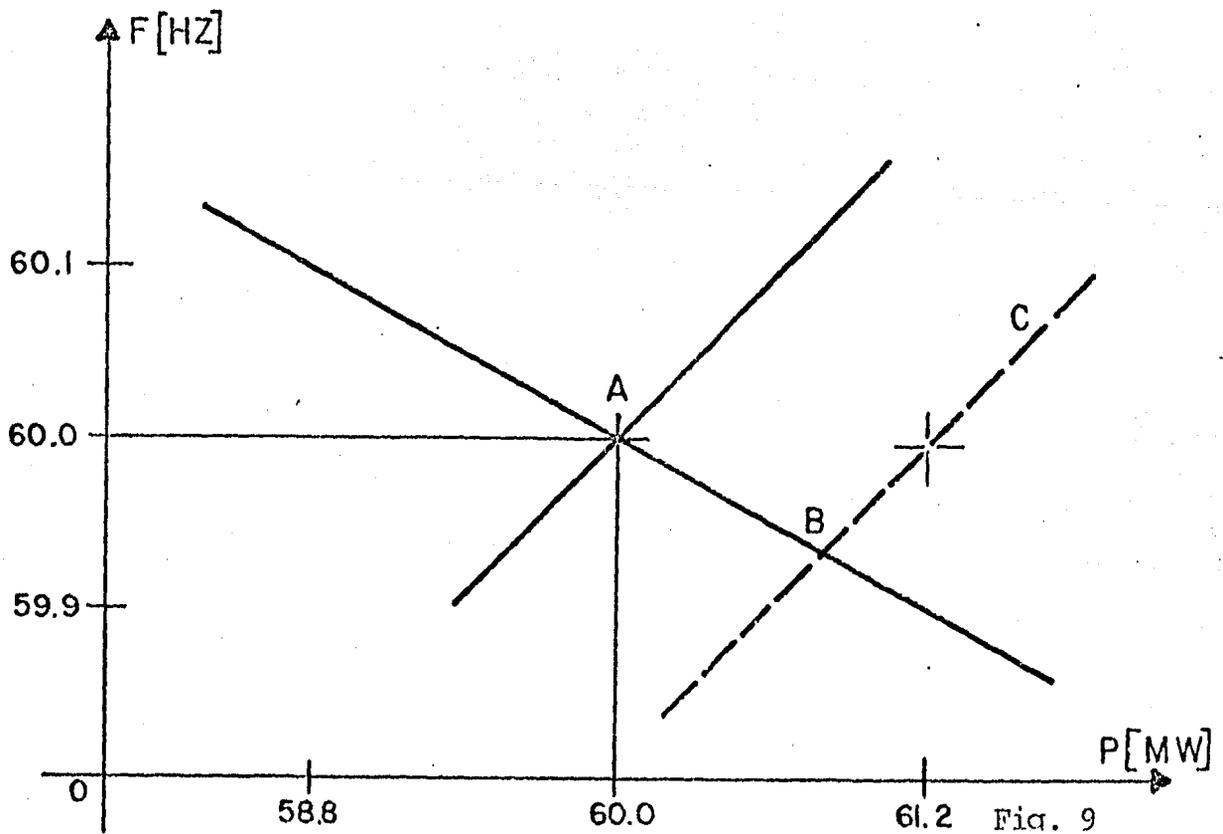
En la figura 8 se muestran las características de regulación correspondientes al problema.

La característica de la carga se desplaza paralelamente a sí misma, a raíz del incremento en la carga, hasta alcanzar el punto C, de coordenadas (60, 61.2).

Una vez que se ha amortiguado el transitorio, el nuevo punto de equilibrio B está dado por la intersección de las dos características.

En la figura se observa que la unidad generadora suministra una potencia menor de 61.2 [MW], a una frecuencia por debajo de la nominal. Es decir, debido al efecto amortiguador, en la unidad generadora tiene lugar una disminución de la carga, provocada por el descenso previo de la frecuencia.

Si en lugar de ocurrir un aumento de carga, se presenta una disminución, las consecuencias son similares y pueden ser vistas, en forma clara, en la figura 9.



VARIACION DE LA FRECUENCIA PARA UN AUMENTO DE CARGA CUANDO $D \neq 0$

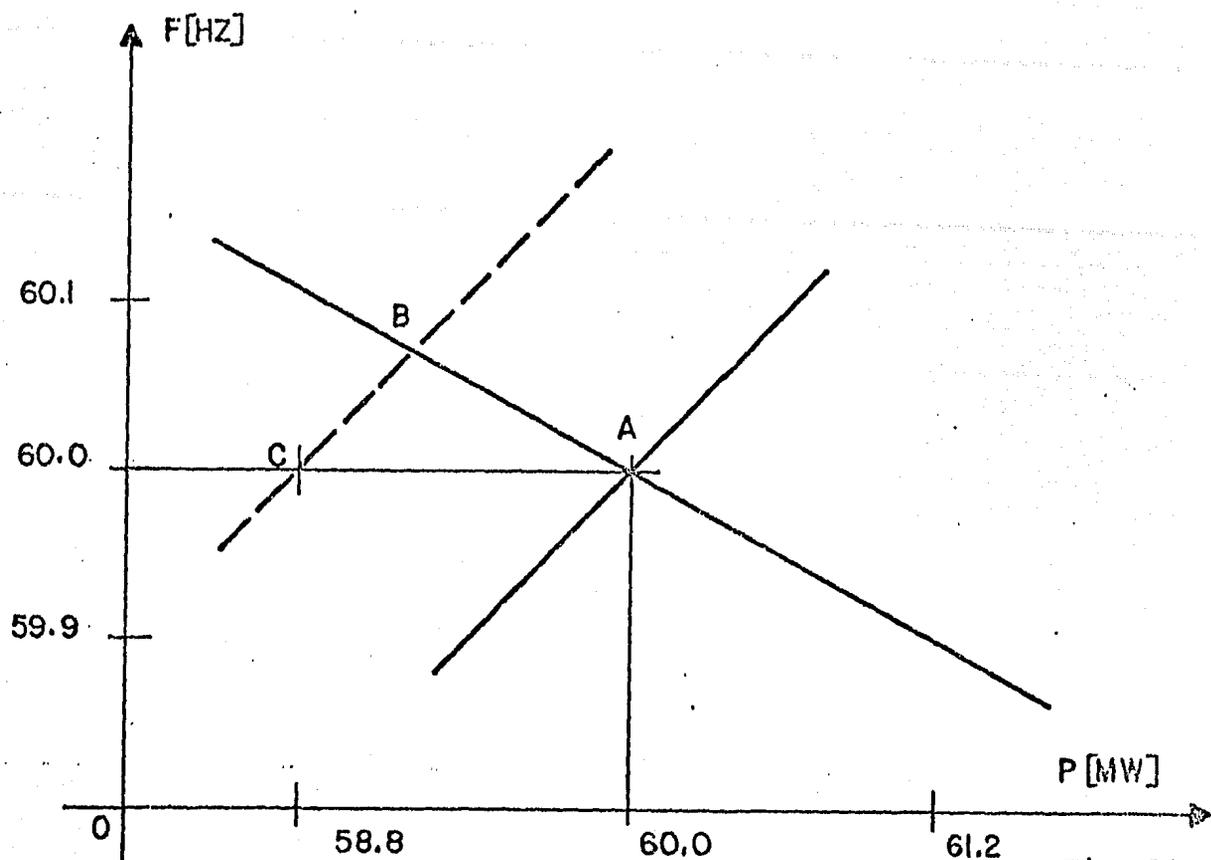


Fig. 10

VARIACION DE LA FRECUENCIA CON UNA DISMINUCION DE CARGA CUANDO EL COEFICIENTE DE AMORTIGUAMIENTO $D \neq 0$

2.4 Control Integral o de Posición.

En la sección anterior hemos visto que si solamente utilizamos el control proporcional, siempre existirá una diferencia entre la generación programada y la potencia real demandada por la carga. Esta diferencia origina una desviación de la frecuencia con relación a su valor nominal y puede llegar hasta valores excesivamente grandes. Por lo cual es necesario corregirla constantemente.

Como la sección de los reguladores solamente proporciona la estabilidad básica de operación, pero no restaura la frecuencia a su valor nominal, nos vemos precisados a acudir a otro tipo de regulación, llamada control integral, control de reposición o regulación secundaria, indistintamente. Mediante este control integral, llamado también, a veces control de reajuste, es posible restablecer la frecuencia a su valor pro

gramado y, además, distribuir la carga en una forma más económica.

Ese control de reposición actúa sobre un dispositivo de reajuste, adaptado al regulador de velocidad, mediante un pequeño motor de corriente continua, llamado motor de sincronización, el cual puede ser manipulado desde el tablero de la máquina. Es así como mediante este control se logra mantener la frecuencia en su valor nominal ante cualquier perturbación.

Si estamos estudiando una máquina conectada a un sistema, lo suficientemente grande como para ser considerado de frecuencia constante, -- una modificación del dispositivo del reajuste da lugar a una variación de la potencia generada por la máquina.

Consideremos la figura 11, en la cual se representa la característica frecuencia-carga, antes y después de la acción del dispositivo de reajuste. Para la característica correspondiente a la posición original, el estatismo está dado por:

$$E = \left(\frac{N_0 - N'}{N_R} \right) \left(\frac{P_R}{P} \right)$$

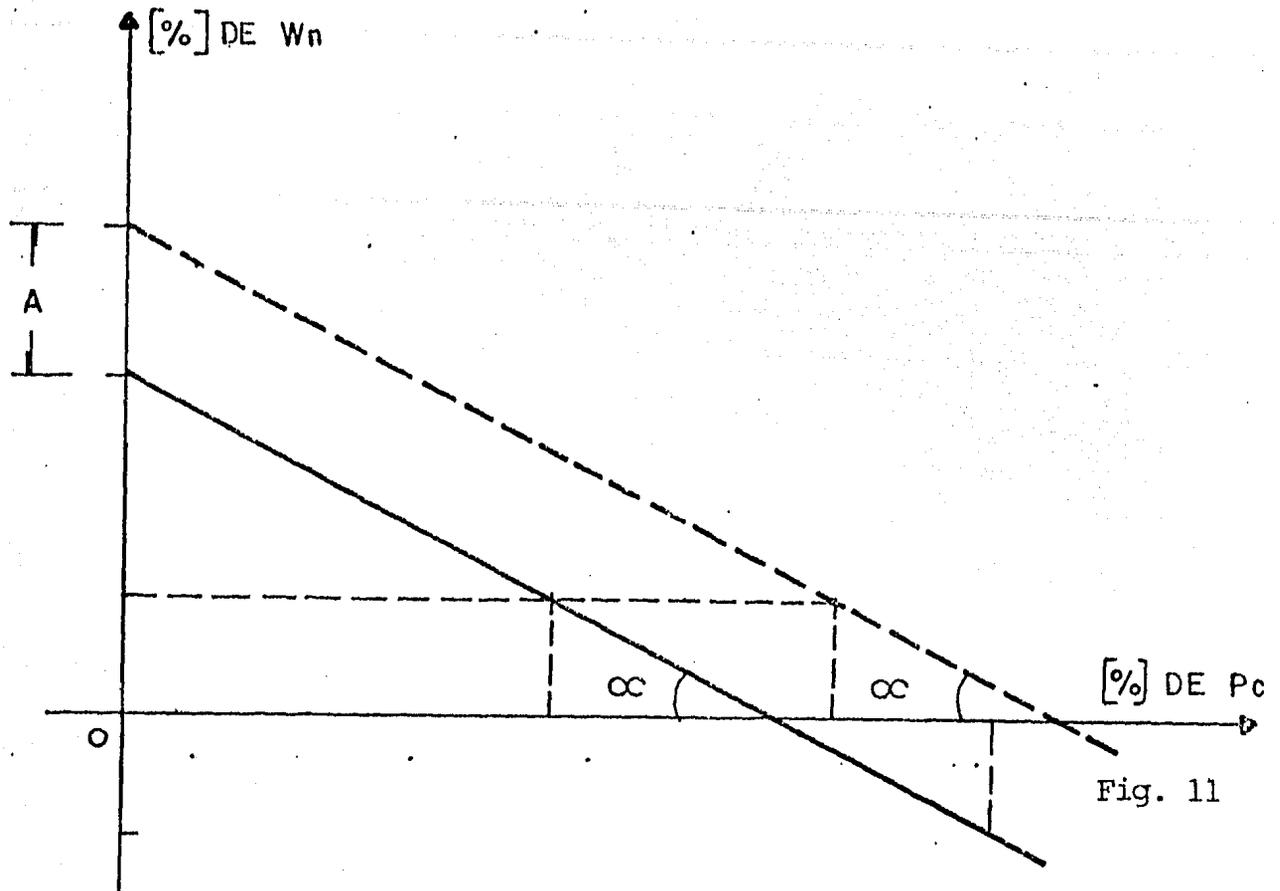
En cuanto a la característica, en su nueva posición, es decir después de la sesión de reajuste, la podemos expresar como:

$$E = \left(\frac{N_0 - N'}{N_R} \right) + \frac{A}{\left(\frac{P'}{P_R} \right)}$$

En las dos expresiones anteriores N_0 y N_R son las velocidades angulares para carga cero y carga nominal; mientras que N' es la correspondiente a la potencia P' .

La variable A toma diferentes valores de acuerdo a la acción del dispositivo de reajuste y cuando la máquina está sin carga, una modificación de A representa un cambio en la velocidad de rotación.

El control integral puede ser automático, basándose su operación



CARACTERISTICA FRECUENCIA - CARGA DEL SISTEMA ANTES Y DESPUES DE EMPLEAR EL DISPOSITIVO DE REAJUSTE

en una medición constante de la frecuencia del sistema y una inmediata comparación de la misma con un valor de frecuencia nominal tomado como patrón.

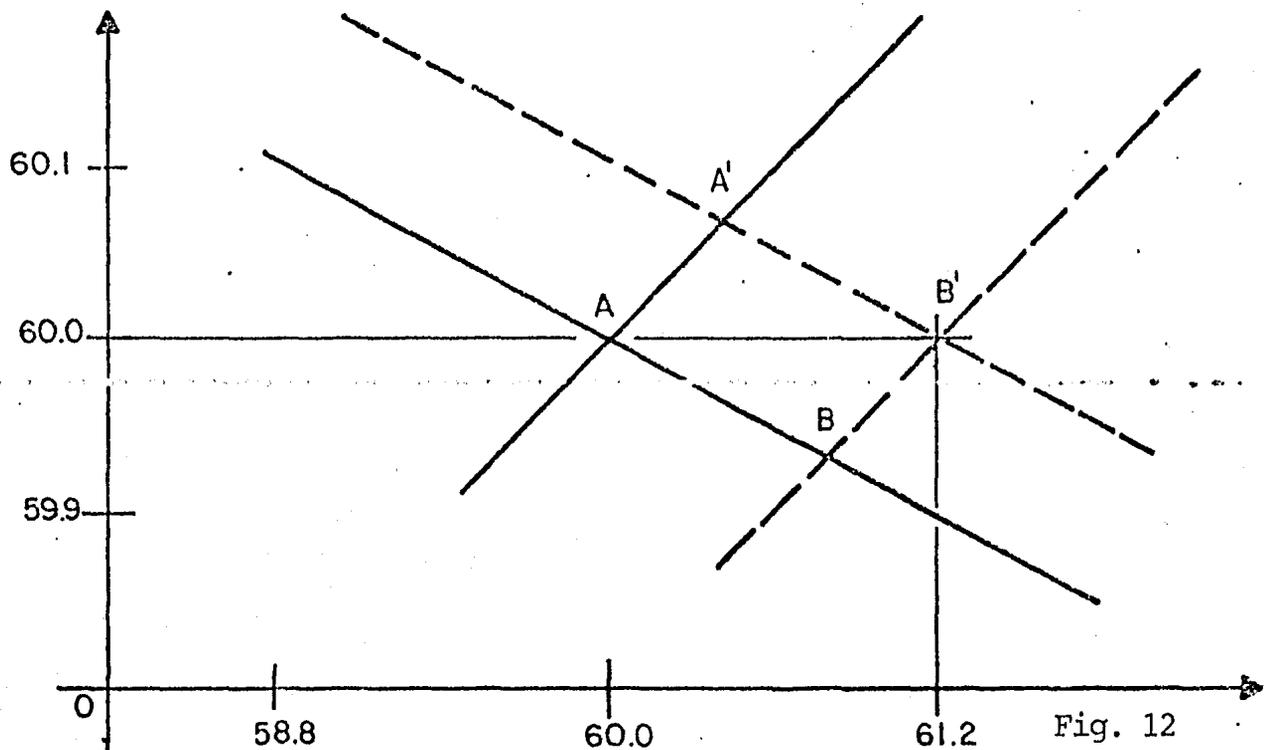
Al obtener el error de frecuencia ΔF , se enviaría una señal hacia un emisor de impulsos, el cual accionaría el motor de sincronización para que éste haga trabajar el dispositivo de reajuste. El control de reposición, ya sea automático o manual, no debe ser muy rápido, pues esto podría causar una reacción desordenada de los reguladores primarios.

Ejemplo

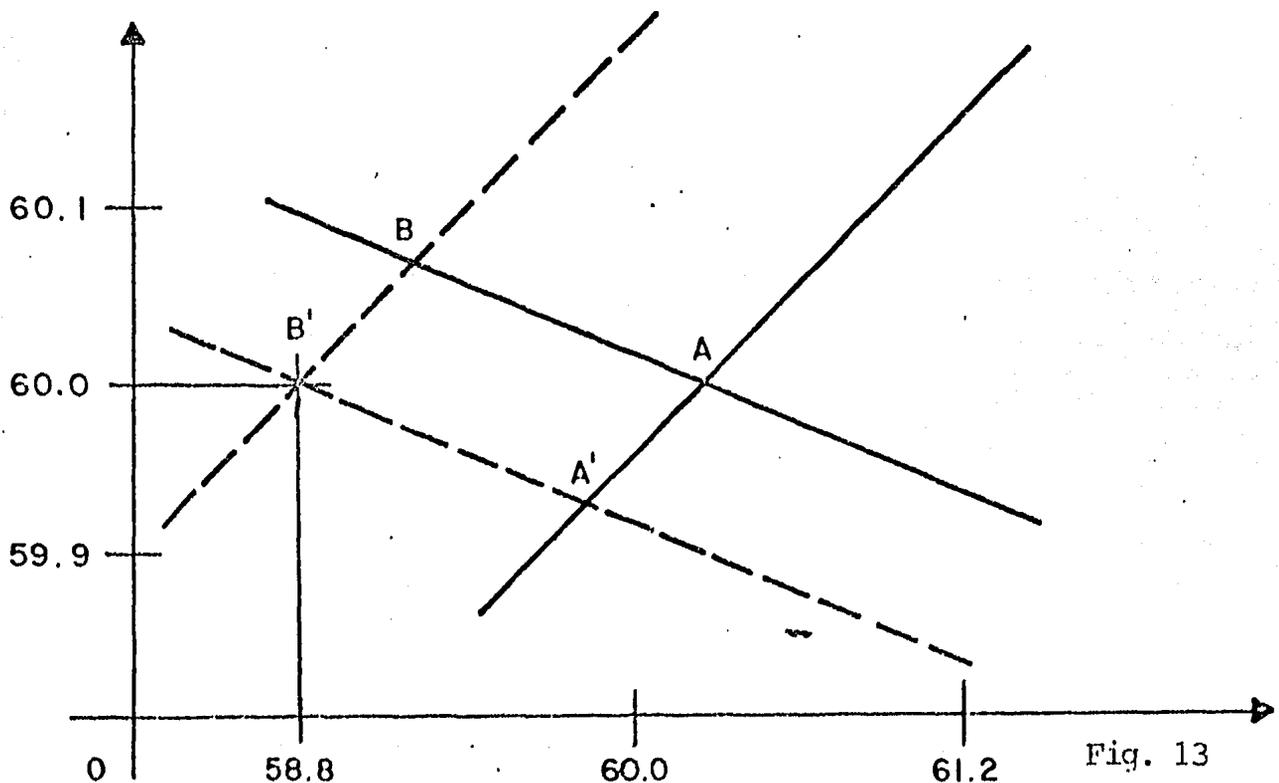
A continuación resolveremos gráficamente los problemas correspondientes a los ejemplos 2.3 y 2.4, después que ha actuado el dispositivo de reajuste para reponer la frecuencia a su valor nominal.

Solución:

En las figuras 12 y 13 se observa cómo el nuevo punto de equilibrio corresponde a 61.2 [Mw] y 58.8 [Mw], respectivamente, para una frecuencia nominal de 60 [Hz], después de la acción del dispositivo de reajuste, es decir, después de la intervención del control integral.



REPOSICION DE LA FRECUENCIA A SU VALOR NOMINAL POR MEDIO DE LA ACCION DEL CONTROL INTEGRAL.



REPOSICION DE LA FRECUENCIA EN SU VALOR NOMINAL POR MEDIO DE LA ACCION DEL CONTROL INTEGRAL.

2.5 Regulación de Unidades Generadoras Operando en Paralelo

2.5.1 Generalidades

Un dispositivo o máquina de conversión de energía se denomina generador si su acción se dirige a convertir energía mecánica en energía eléctrica, la cual luego es transportada hasta los lugares de consumo. Aunque en muchos casos es muy necesaria la corriente continua, la mayoría de las veces la energía se produce en forma de corriente alterna y, cuando es necesario, se convierte luego en continua. Por esta razón, están más generalizados los generadores de c.a. que los de c.c.

Algunas de las circunstancias que aconsejan producir la energía en forma de corriente alterna, en lugar de continua son:

a) La corriente alterna puede ser producida a tensiones relativamente altas, las cuales pueden elevarse o reducirse con facilidad por medio de transformadores;

b) Por medio de altas tensiones de transporte la conducción de la energía resulta más económica en forma de corriente alterna y puede ser trasladada hasta enormes distancias;

c) Al alcanzar el punto de utilización de la energía, la tensión puede ser reducida con elevado rendimiento; etc.

Otra ventaja es que pueden ser contruidos grandes generadores de alterna que giren a tal velocidad que su costo de construcción y los gastos de operación resulten mínimos. Además, para trabajar a velocidad constante el motor de inducción de c.a. tiene un mayor rendimiento que el de c.c., es más barato y su operación más económica.

Por todo lo arriba expuesto, concluimos que es preferible producir la energía eléctrica en forma alterna y transformarla a continua en el lugar que será utilizada, que producir directamente corriente continua

2.5.2 Clasificación de los Generadores.

Entre los generadores de corriente alterna debemos distinguir los generadores de inducción y los síncronos. Un generador de inducción se obtiene haciendo girar un motor de inducción a la velocidad de sincronismo, pues su deslizamiento se vuelve negativo y los conductores del rotor cortan entonces el flujo del campo giratorio en sentido opuesto al que corresponde al funcionamiento de la máquina como motor.

Un generador síncrono de corriente alterna, o alternador, consiste esencialmente de un estator fijo, y un rotor giratorio. El núcleo del estator presenta un devanado trifásico en el cual puede originarse una f.e.m. inducida, sin embargo ésta sólo depende del movimiento relativo del estator y del flujo.

En los generadores de corriente la existencia del colector hace necesario que sea el estator el elemento giratorio a que las escobillas giren con el campo. Como los alternadores no necesitan colector, no es preciso que sea el estator el que gire.

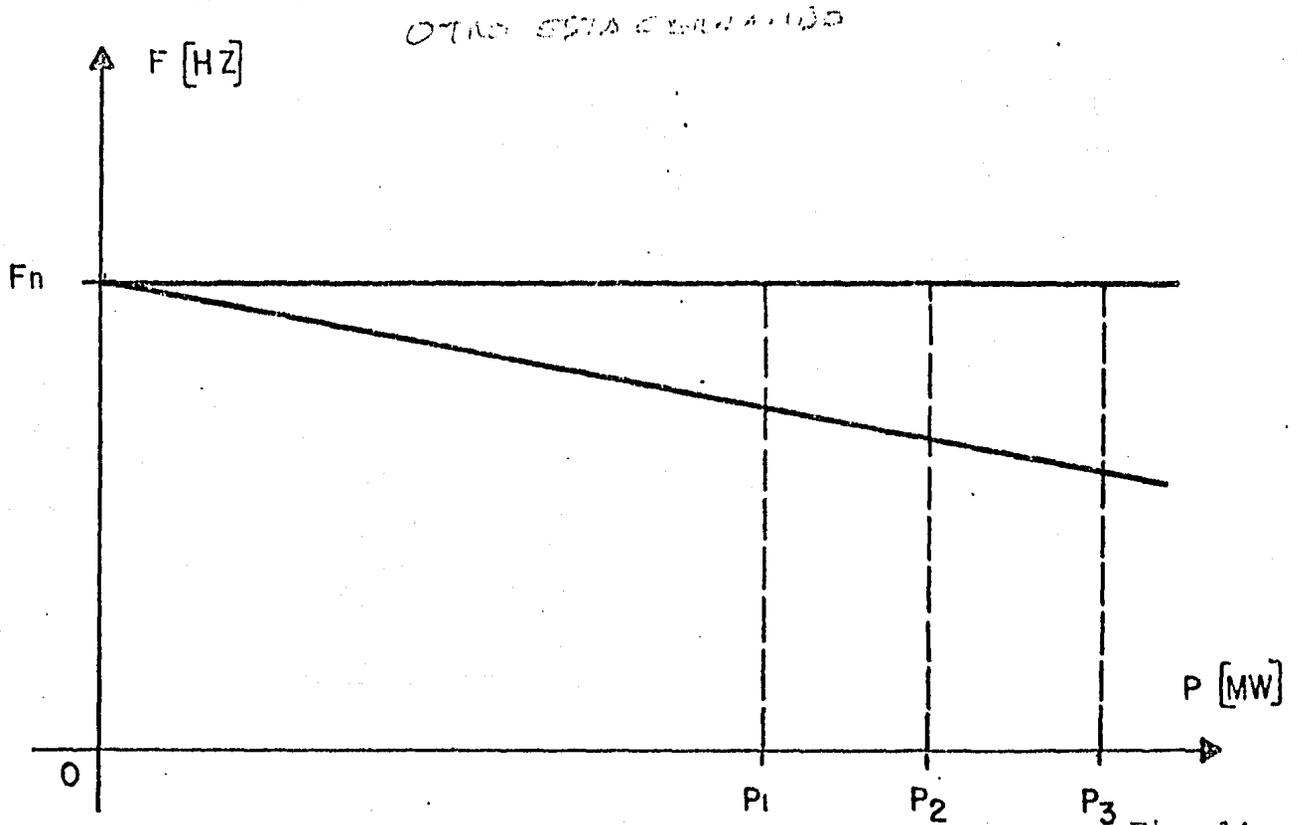
En esta sección hablaremos de los generadores síncronos de c.a.; de la necesidad de regular su excitación automáticamente y de la manera como operan dos o más generadores conectados en paralelo, así como el control de esa operación.

Además, tenemos que las máquinas generadoras pueden ser clasificadas, en atención al valor de la frecuencia observada para diferentes valores de la potencia demandada.

Los generadores que para cada valor de frecuencia presentan un solo valor de la potencia, se denominan generadores de característica estática, y aquellos que pueden dar un mismo valor de la frecuencia para diferentes potencias, se dice que tienen característica **a**stática.

En la figura 14 se ve la diferencia entre ambos, según su característica.

Los generadores estáticos se utilizan muy comúnmente para cargas aisladas. Si se colocan dos generadores estáticos en paralelo, la frecuencia está siempre oscilando, debido a que los reguladores de cada máquina no están sincronizados y uno puede estar abriendo precisamente cuando el otro está cerrando



REPRESENTACION DE SENDAS CARACTERISTICAS PARA GENERADORES ESTATICOS Y ASTATICOS

Fig. 14

2.5.3 Importancia de la Regulación de la Tensión de los Generadores Síncronos.

Es evidente que por su naturaleza misma las máquinas síncronas - necesitan una regulación automática de su excitación y siendo así, entre sus elementos componentes debe incluirse un equipo de regulación de la - tensión. En realidad, gracias al progreso de la técnica, los reguladores han sido perfeccionados para responder a las exigencias impuestas a los

equipos de regulación de la tensión.

La regulación de la tensión en las máquinas síncronas tiene por finalidad:

- a).- Mantener constante la tensión del sistema para alcanzar un funcionamiento eficaz de las máquinas y los aparatos conectados a la red;
- b).- Realizar una repartición adecuada de la carga reactiva entre las máquinas o centrales eléctricas que funcionan en paralelo;
- c).- Mejorar la estabilidad transitoria en caso de perturbaciones dentro de la red; y
- d).- Mejorar las condiciones de estabilidad cuando las máquinas están bajo-excitadas.

Para obtener un funcionamiento eficaz y ventajoso de los aparatos consumidores, es necesario que la tensión sea mantenida dentro de límites bien determinados. En régimen estable, los reguladores modernos permiten reponer fácilmente a esta condición con tal de que las exigencias no sean particularmente severas.

Las dificultades se presentan únicamente en caso de perturbaciones repentinas, por ejemplo en el caso de las variaciones de la carga. Los reguladores deben entonces desempeñar el papel de reducir, tan eficazmente como sea posible, la magnitud y la duración de las variaciones de la tensión observada.

A menudo se exige que la tensión sea mantenida constante en un punto dado y que en caso de funcionamiento en paralelo de varias máquinas, la regulación se realice con miras a obtener una repartición estable y adecuada de la potencia reactiva entre las máquinas. Para responder a estos requerimientos, muy a menudo se provee a los reguladores de tensión con una impedancia llamada de compensación.

Cuando se trata de máquinas y de subestaciones funcionando en paralelo, en general se consigue una repartición apropiada de la potencia activa del hecho que los reguladores de las turbinas presenten un estatismo adecuado desde el punto de vista de la carga activa. Asimismo, se obtiene una repartición estable y conveniente de la carga reactiva asignándole al equipo de regulación de la tensión un estatismo o una estabilización convenientes con respecto a la potencia reactiva.

La cuestión de saber si la regulación de la tensión mejora las condiciones de estabilidad en caso de perturbaciones es con frecuencia causa de controversia; esto es comprensible por el hecho de que el mejoramiento no depende únicamente de las características de regulación sino también de la conformación de la red, de la naturaleza de la perturbación y del lugar que ocupa la máquina regulada dentro de la red.

Si una máquina síncrona está fuertemente bajo-excitada, la estabilidad puede tener una influencia decisiva sobre la capacidad de carga de la máquina, incluso en servicio normal, y la regulación automática de la tensión adquiere una importancia particular. Podemos distinguir dos casos: una máquina operando sobre una capacitancia constante y una máquina sub-excitada, conectada a una gran red.

2.5.4 Generadores Síncronos Conectados en Paralelo

Cuando sólo existe un generador, éste puede trabajar en forma individual, atendiendo la carga que le corresponde, pero cuando se dispone de varias unidades, resulta más conveniente operarlas en paralelo, y así pueden abastecer una carga mucho mayor. En tal caso, cada uno de los generadores suministra una parte de la potencia compleja solicitada por el sistema. El nivel de tensión está determinado por el valor de la tensión en

el bus de interconexión, para cada generador, y de esa forma todo el sistema funciona en sincronismo a una frecuencia específica.

Cada una de las máquinas posee dos (2) entradas y cuatro (4) salidas. Las dos (2) entradas son la corriente del rotor y el par mecánico --- aplicado al eje; y las salidas son las potencias generadas, real y reactiva, la magnitud de la tensión y la frecuencia. Cuando se hace variar una entrada o ambas entradas, es muy probable que varíen las cuatro (4) salidas.

Para conveniencia del manejo de los sistemas, lo mejor sería que el cambio en una entrada solamente influyera en una de las salidas, esto es, que el control fuera no-acoplado, sin embargo, a causa del comportamiento físico del generador, siempre habrá un acoplamiento cruzado entre las dos (2) entradas y cuatro (4) salidas.

La operación en paralelo de generadores síncronos exige que estas máquinas posean características de regulación estática, a saber, que a un valor cualquiera de la frecuencia le corresponda solamente un valor de la potencia.

Si consideramos un sistema constituido por varias máquinas generadoras síncronas, funcionando en paralelo, se verifica que la característica de regulación del sistema global es igual a la suma de las diferentes características de cada una de las máquinas.

2.5.5 Sistema de Varias Unidades Generadoras en Paralelo

Sea un sistema constituido por un grupo de unidades generadoras trabajando en paralelo con el objeto de alimentar una carga K. Sean N_{G1} , N_{G2} , N_{G3} , . . . las características de regulación de cada una de las unidades de generación y P_{m1} , P_{m2} , P_{m3} , . . . las potencias máximas o nominales respectivas. Entonces, si denotamos los estatismos por E_1 , E_2 , E_3 , . . . y la frecuencia inicial o nominal por F_i , las características de todas y cada una de las unidades ya vimos que pueden expresarse como:

$$N_1 = -\frac{P_1}{F} = \frac{P_{m1}}{E_1 \cdot F_i} \left[\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right]$$

$$N_2 = -\frac{P_2}{F} = \frac{P_{m2}}{E_2 \cdot F_i} \left[\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right]$$

$$\cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot$$

$$\cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot$$

$$\cdot \quad \cdot \quad \cdot \quad \cdot$$

y la característica de regulación del sistema es igual a la suma de todas las características individuales.

$$N_S = N_1 + N_2 + N_3 + \dots = \frac{P_S}{E_S \cdot F_i} \dots \quad (A)$$

siendo E_S el estatismo del sistema y P_S la potencia global, o sea, la suma de todas las potencias individuales.

De la expresión (A) tenemos que el estatismo puede indicarse por

$$E_S = \frac{P_S}{N_S \cdot F_i} \dots \quad (B)$$

Estudieemos el caso de un sistema compuesto por dos unidades generadoras --

operando en paralelo, a una frecuencia nominal de 60 [Hz], y que tiene una -- carga conectada K.

Supongamos que un instante después tiene lugar un aumento de carga ΔC , el cual provoca una disminución de la frecuencia en una cantidad ΔF . En tales circunstancias cada unidad generadora produce un ΔG , es decir aumenta su generación de acuerdo a su característica de regulación propia y al control de área (del cual hablaremos en el próximo capítulo) para originar un aumento de la generación del sistema $\Delta G_s = \Delta G_1 + \Delta G_2$, igual al aumento de carga, para poder alcanzar una nueva situación de equilibrio.

Si suponemos que en la situación que se ha presentado la energía reguladora del sistema es cero, entonces la carga es independiente de los cambios en la frecuencia y la característica de ella sigue una orientación paralela al eje vertical, a partir de la abscisa correspondiente al valor de la potencia que se está generando. En general, la unidad generadora que -- presenta un valor menor de estatismo debe generar más que la de mayor estatismo, es decir se debe responsabiliza de una porción mayor del aumento de carga.

Si en nuestro sistema, de acuerdo al programa de generación vigente, una de las unidades debe mantenerse a una carga fija, entonces ante un aumento de la demanda ΔC , se debe actuar sobre el dispositivo de reajuste de la otra unidad, para que ésta absorba todo el aumento de carga y restablezca la frecuencia a su valor nominal.

Gráficamente, la característica de esta unidad se desplaza paralelamente a sí misma hasta alcanzar un punto correspondiente a la frecuencia -- nominal, en el cual se cumple que $G = C$. La característica de la primera unidad permanece inalterada, ya que como su dispositivo de reajuste no ha sido tocado, esa unidad continúa con su carga original.

Es interesante señalar los siguientes casos, referentes a la forma como responden las unidades frente a una variación de la carga (por comodidad, suponemos que se trata de un aumento), en relación a sus respectivos estatismos:

i) Si la unidad A tiene un estatismo mayor que el de la unidad B, deberá tomar una porción mayor de cualquier aumento de carga surgido.

ii) Si las unidades generadoras A y B tienen estatismos iguales, la carga absorbida por cada una debe ser igual a la mitad del incremento total de carga.

iii) Si el estatismo de la unidad A es cero, su característica de generación es una recta horizontal y para cualquier carga adicional, entonces su acción será absorberla en su totalidad, es decir, la unidad B no tomaría ninguna carga adicional, porque su acción de regulación proporcional sería más lenta que la de A. Este caso límite puede compararse con aquel mencionado más arriba, en el cual supusimos que mediante un programa de generación se puede decidir mantener constante la carga en una de las unidades.

iv) En el caso extremo de que el estatismo de ambas unidades fuera cero, la regulación a control proporcional no podría hacer absolutamente ningún reparto de carga entre A y B, y la unidad cuyo regulador de velocidad sea más rápido tomará la carga adicional.

Generalizando, siempre que el estatismo sea mayor que cero, es posible repartir, en forma conveniente, cualquier aumento o disminución de la carga, entre las diversas unidades, para alcanzar un nuevo estado de equilibrio a la frecuencia nominal; mediante la acción de los dispositivos de reajuste de las unidades también es posible redistribuir la carga entre ellas.

Ejemplo

Disponemos de un sistema compuesto por dos unidades generadoras, -

A y B, operando en paralelo, para alimentar una carga de 150 MW . Las potencias iniciales son $P_{Ai} = 100[\text{MW}]$ y $P_{Bi} = 50[\text{MW}]$; las potencias máximas o nominales son $P_{Am} = 500[\text{MW}]$ y $P_{Bm} = 300[\text{MW}]$; los valores de estatismo $E_A = 0.03$ y $E_B = 0.05$ [P.U.] ambas unidades estan funcionando a la frecuencia nominal de 60[Hz].

Analicemos como se comporta el sistema al surgir un aumento de carga $\Delta C = 50[\text{MW}]$, suponiendo que la carga es insensible a los cambios de frecuencia, i. e. $N_K = 0$

Solución:

Primero, calculemos las características de regulación de ambas unidades:

$$N_A = \frac{P_{m1}}{E_1 \times F_1} = \frac{500}{(0.03)(60)} = \frac{500}{1.8} = 277.778 \left[\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right]$$

$$N_B = \frac{P_{m2}}{E_2 \times F_1} = \frac{300}{(0.05)(60)} = \frac{300}{3} = 100,000 \left[\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right]$$

De ahí, la característica del sistema es

$$N_S = N_A + N_B = 277.778 + 100 = 377.778 \left[\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right]$$

Luego, el estatismo del sistema, se encuentra mediante la fórmula:

$$E_S = \frac{P_S}{N_S \times F_1} = \frac{800}{(377.778)(60)} = 0.035 \text{ [pu]}$$

La disminución de la frecuencia, correspondiente al C es:

$$\Delta F = \frac{\Delta C}{N_S} = \frac{50}{377.778} = 0.132 \text{ [Hz]}$$

Y el nuevo valor de la frecuencia

$$F_t = F_1 - \Delta F = 60 - 0.132 = 59.868 \text{ [Hz]}$$

Los incrementos de generación provocados por el descenso en la frecuencia pueden ser calculados de la forma siguiente,

$$\Delta G_A = F \times N_A = 0.13235 \times 277.77 = 36.765 \text{ [MW]}$$

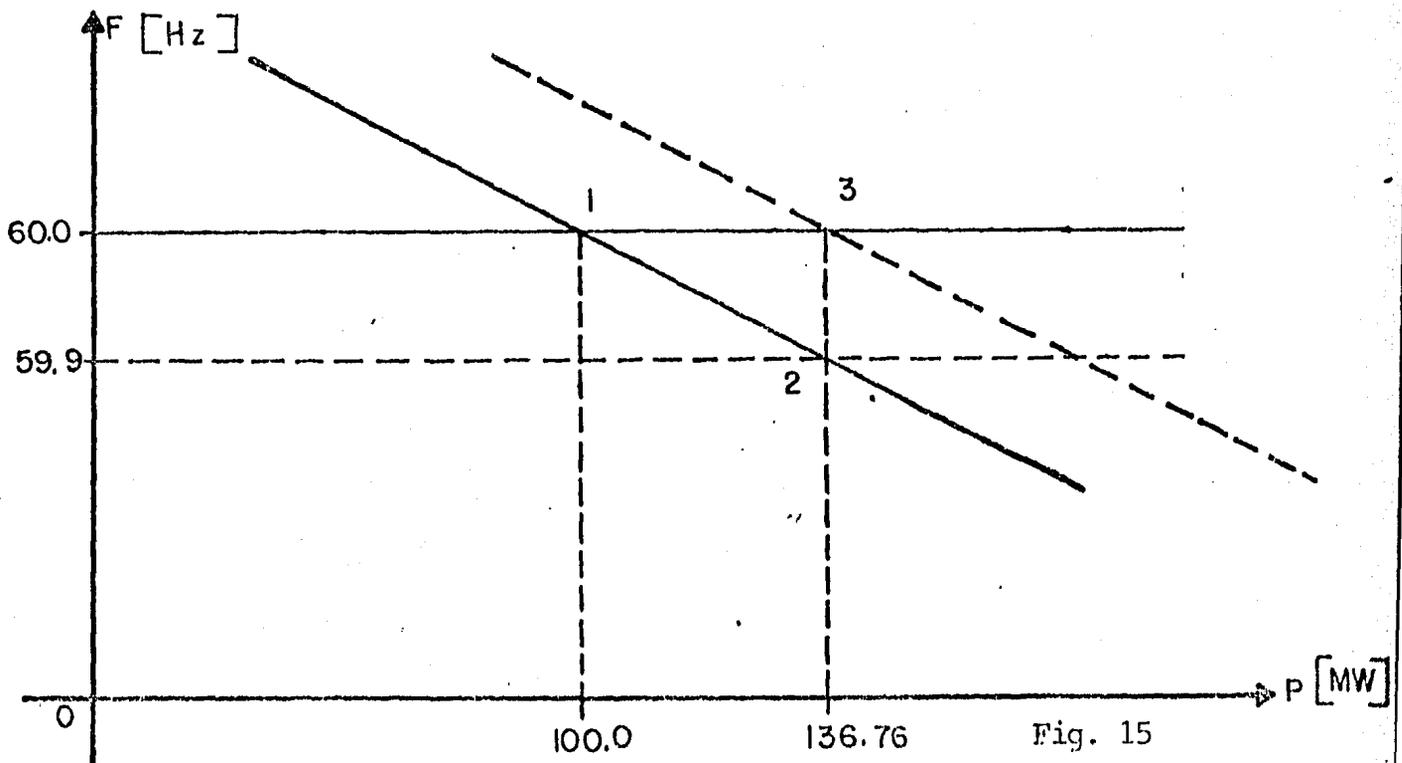
$$\Delta G_B = F \times N_B = 0.13235 \times 100.00 = 13.235 \text{ [MW]}$$

Las figuras 15 presentan las características de las dos unidades de generación y la manera cómo varían al presentarse el aumento en la carga.

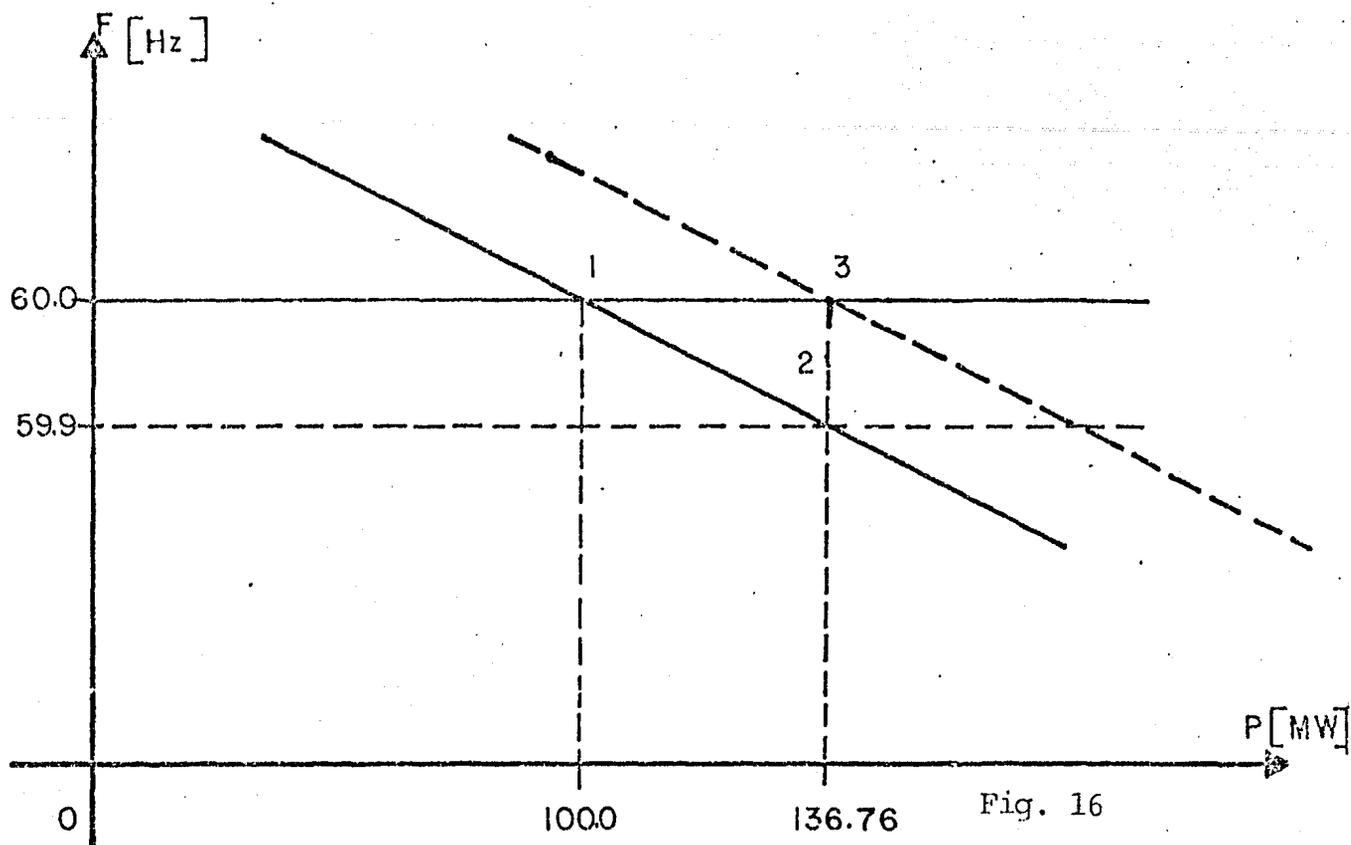
En forma tabulada podemos escribir todos los resultados obtenidos anteriormente.

Cuadro 2.3

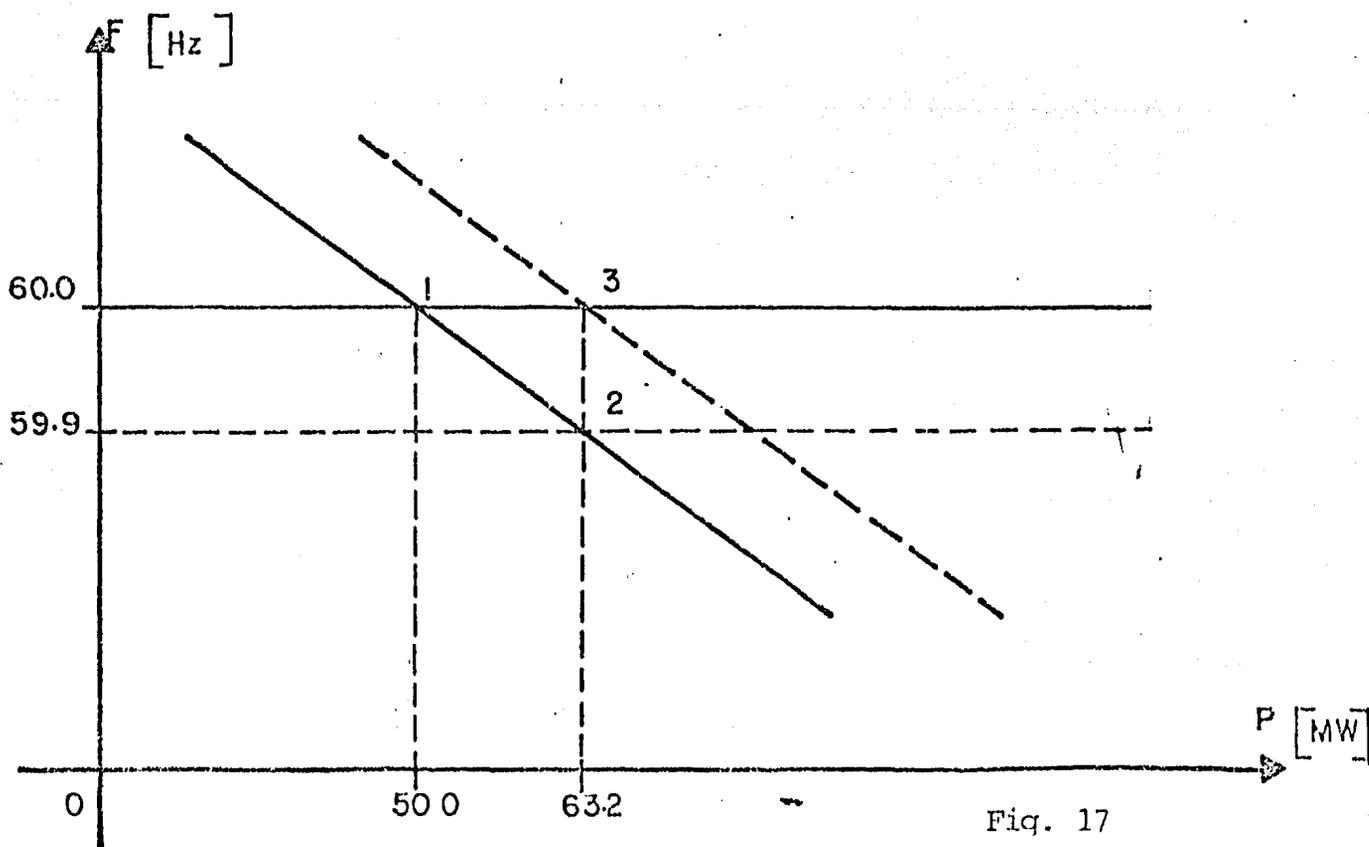
U	P_m	P_i	E	F_i	N	ΔF	ΔG	P_t
	[MW]	[MW]	[pu.]	[Hz]	[MW/Hz]	[Hz]	[HW]	[MW]
1	500	100	0.03	60	277.778	0.132	36.765	136.765
2	300	50	0.05	60	100.000	0.132	13.235	63.235
3	800	150	0.035	60	377.778	0.132	50.000	200.000



Características de regulación de la unidad A, correspondientes al ejemplo anterior.



Característica de regulación de la Unidad A, correspondiente al ejemplo



Variación de la característica de regulación de la Unidad B, mencionada en el ejemplo

2.6 Justificación del Control de la Frecuencia

Si observamos la figura* , en su parte (a) aparece el caso de un sistema cuya frecuencia varía de una forma desordenada a causa de que no se cuenta con ningún tipo de control o regulación para limitarla. En (b), - tenemos una ilustración de la manera como fluctúa la frecuencia del sistema a causa de un control de tipo manual. Asimismo, en (c), (d) y (e) se mues-- tran los casos de control automático de calidad regular, buena y excelente, respectivamente.

En realidad, al usuario no le importa si el control de la frecuen- cia es de buena, regular o excelente calidad, pues de hecho no está enterado en la mayoría de los casos, que tal cosa sea necesaria. Lo que le preocupa al usuario en que sus aparatos trabajen normalmente, que el servicio eléc-- trico sea continuo y, sobre todo, que la energía suministrada sea barata, o por lo menos que no aumente de precio. Es por eso que al elegir un tipo -- de control para el sistema se debe procurar que el mismo no aumente el pre- cio de la energía vendida.

La justificación de invertir en uno u otro control automático de frecuencia no puede hallarse en el cliente sino, más bien, en la empresa -- que hace la inversión monetaria para crear o mejorar el sistema que produce la energía eléctrica.

En este punto, queremos distraer la atención en el sentido de que la frecuencia del sistema de potencia eléctrica es uno de los agentes que menos deterioros produce en la vida de un motor o de un generador de energía.

El control de la frecuencia es un medio a través del cual se desa-- rrolla la operación económica de los sistemas de generación. Cuanto más rigu- roso es el sistema de regulación de la frecuencia, tanto más económico resul- ta ser el funcionamiento del generador.

En los lugares donde existen suficientes energéticos(petróleo, car-

bón, grandes ríos, etc.) el control pierde importancia porque puede generarse durante más tiempo y toda la energía programada de acuerdo a la evolución de la demanda, reduciendo al mínimo las posibilidades de que surja una carga inesperada de tal magnitud que empuje la frecuencia a valores impredecibles.

Los aspectos importantes, en la generación de la energía eléctrica son:

a) Mientras más combustibles haya en existencia o más se ahorren energéticos, se puede generar mayores masas de energía y de manera más continua, alcanzando así un aumento en los ingresos porque crece el número de usuarios de ese servicio;

b) Cuanto más barata se venda la energía eléctrica, mayor es el número de personas y empresas que utiliza el servicio, y, por consiguiente, como crece la demanda, se elevan los ingresos de la empresa eléctrica.

Por lo tanto, en la planeación de un programa de generación para la compañía eléctrica estos dos aspectos deben ser tomados en cuenta, ya que el elemento económico es fundamental para tomar cualquier decisión relativa a diseño, operación, mantenimiento, etc. de un sistema de potencia eléctrica.

A continuación daremos dos ejemplos, para mostrar que la elección del control de la frecuencia depende mucho del sistema en cuestión, de sus posibilidades energéticas y de la capacidad instalada (es decir, de la potencia máxima que puede ser generada).

Ejemplo

Consideremos un sistema de potencia pequeño formado por dos unidades generadoras operando en paralelo a la frecuencia nominal de 60[Hz] y con iguales características de estatisro de 0.05[pu]. Sus valores de potencias iniciales y máximas respectivas son: $P_{Ai} = 100$ [MW], $P_{Am} = 200$ [MW] y $P_{Bi} = 15$ [MW]

$$P_{Em} = 300 \text{ [MW]}$$

¿Qué sucede si sobreviene un fuerte aumento en la carga de $C = 50 \text{ [MW]}$

¿Y para uno de 100 [MW]

Solución:

Primero obtenemos las características para ambas unidades

$$N_A = \frac{200}{(0.05)(10)(60)} = 6.67 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

$$N_B = \frac{300}{(0.05)(10)(60)} = 10 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

Despreciando la característica de la carga, tenemos que es de

$$F = \frac{C}{N_S} = \frac{50}{16.67} = 3.0 \text{ [dHz]}$$

En la figura 2.20 indicamos comparativamente cómo reaccionan ambas máquinas ante el aumento de carga de 50 [MW] .

La secuencia de acciones es la siguiente:

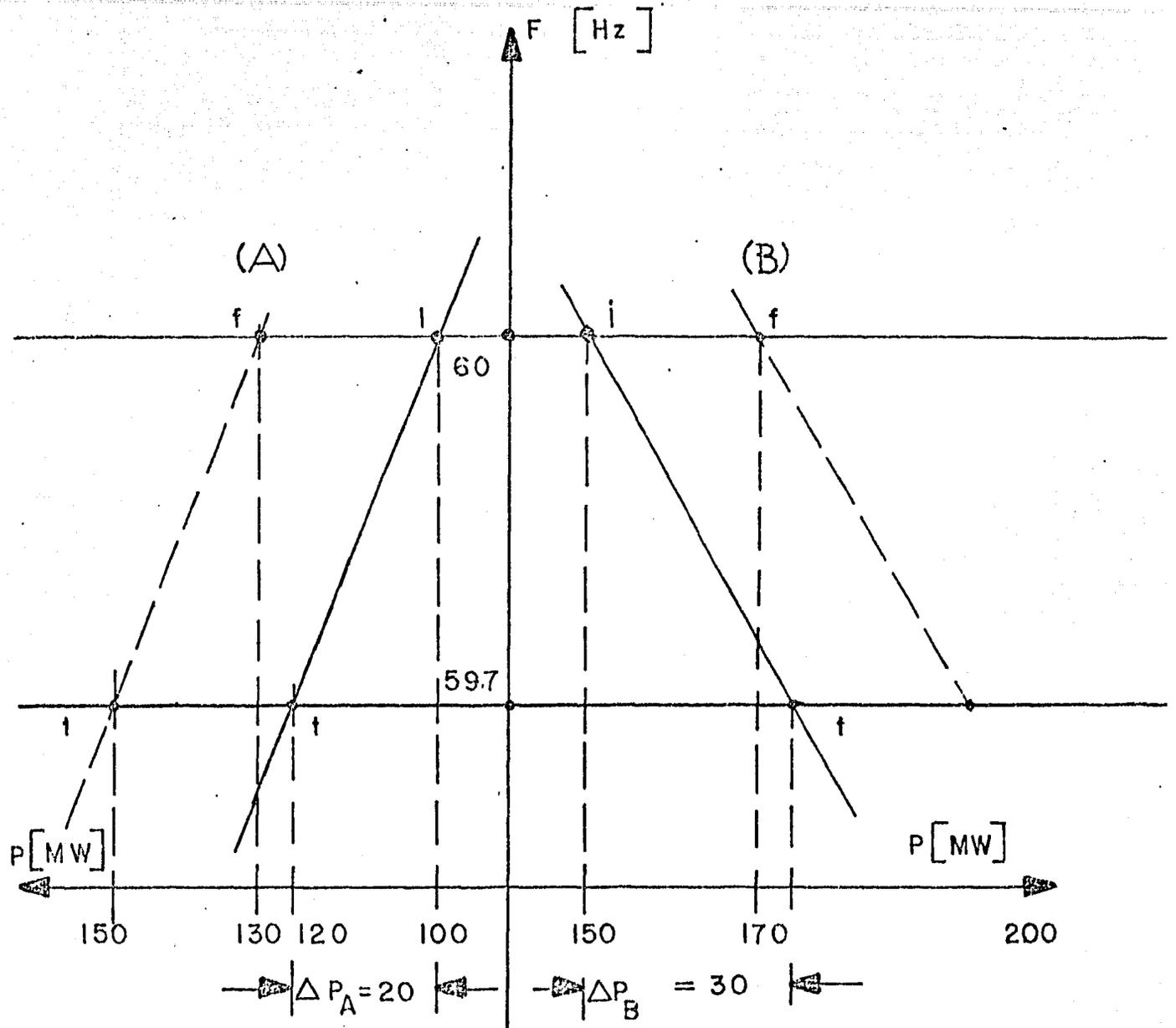
- 1) Se presenta el aumento de carga de 50 [MW] ;
- 2) Baja la frecuencia de 0.3 [Hz] ;
- 3) Después la máquina A proporciona 20 [MW] y la máquina B 30 [MW] , debido a la acción del regulador de velocidad.

4) La frecuencia se hace constante e igual a 59.70 [Hz] . Se ha llegado a un nuevo punto de equilibrio.

5) Seguidamente, una alternativa es que B recupere la frecuencia absorbiendo todo el aumento de carga y otra que ambas máquinas tomen la misma cantidad de 25 [MW] para así recuperar la frecuencia inicial.

Una solución factible es que ambas unidades se dividan en partes -- iguales el aumento de carga porque el costo incremental es el mismo, o sea el costo de generar una unidad de potencia adicional ($1. \text{ [MW]}$).

El control permitió recuperar la frecuencia inicial de 60 [Hz] , suministrando más energía dinámica al sistema que la demandada, pero fue el -



CARACTERISTICAS DE REGULACION DE LAS UNIDADES A Y B PARA UNA ELEVACION DE CARGA DE 50 [MW]

en el caso precedente y operando a la misma frecuencia nominal.

Sean sus valores de potencia los siguientes:

$$P_{Ai} = 1000 \text{ MW} ; P_{Am} = 2000 \text{ [MW]}$$

$$P_{Bi} = 1500 \text{ MW} ; P_{Bm} = 3000 \text{ [MW]}$$

¿En cuánto varía la frecuencia para un aumento de carga de 50 [MW]?

¿ Y para 100 [MW] ?.

Solución

Las características de regulación de las dos unidades y del sistema completo son:

$$N_A = \frac{2000}{(0.05)(10)(60)} = 66.7 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

$$N_B = \frac{3000}{(0.05)(10)(60)} = 100 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

$$N_S = 66.7 + 100 = 166.7 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

Para un incremento de 50[MW] la frecuencia disminuye en

$$F = \frac{50}{166.7} = 0.3 \text{ [dHz]} = 0.03 \text{ [Hz]}$$

Y para una carga adicional de 100 MW , el cambio es de

$$F = \frac{100}{166.7} = 0.6 \text{ [dHz]} = 0.06 \text{ [Hz]} .$$

Habiendo considerado los mismos aumentos en la carga para los sistemas de este ejemplo y del anterior, observamos que en este caso las variaciones en la frecuencia son menores y, por ello, el control de frecuencia - que necesitamos aquí puede ser de menor calidad que el requerido en el sistema del ejemplo

Luego, podemos concluir que mientras más grande es el sistema menos susceptible es de ser afectado por los frecuentes cambios en la carga conectada, pero esto no significa que no sea necesario el control, sino que en un sistema grande puede emplearse un control de frecuencia de menor calidad que

en un sistema pequeño.

2.7 Conclusiones.

En un cualquier instante considerado, existe en un sistema de generación eléctrica una diferencia entre la potencia generada, la cual se encuentra bajo el control de los reguladores de velocidad, y la potencia consumida por la carga que se encuentra conectada al sistema; por las siguientes causas:

i) El carácter aleatorio de los instantes de conexión- desconexión de las cargas individuales originan fluctuaciones alrededor del valor promedio de la carga total;

ii) Errores inevitables en los cuales se incurre tanto en los estudios de pronósticos de carga como en los programas de generación realizados; y

iii) Perturbaciones o fallas que pueden surgir dentro del sistema y que obligan, a veces, a sacar de operación alguna línea o elemento del mismo.

Por todas estas causas resulta muy importante:

i) Disponer de un control proporcional, para que haga aumentar la generación del sistema, o disminuirla, en la misma medida en que lo ha hecho la carga;

ii) Disponer de un control de reposición, que se encargue de reponer la frecuencia a su valor nominal, completando así la operación del control -- proporcional; y

iii) Procurar que los dispositivos de control usados sean automáticos, porque éstos corrigen el error de frecuencia con mayor exactitud, seguridad y rapidez.

C A P I T U L O I I I

METODOS DE CONTROL PARA UN AREA Y PARA AREAS MULTIPLES

3.0 Aspectos Generales.

En el capítulo hemos desarrollado una justificación de la necesidad de controlar, en forma automática, la frecuencia del sistema. Pero, en realidad, la importancia mayor de esta acción radica en que mediante el control de la frecuencia es posible desarrollar una operación más económica de los sistemas generadores de energía eléctrica.

Asimismo, el control de la tensión es necesario para prolongar la vida de los aparatos que funcionan con electricidad, mientras que el control de la potencia, fundamentalmente de la potencia de intercambio, está dirigido a responder las demandas de energía hechas al sistema, más eficientemente. Y también lo resguarda de posibles trastornos originados por desconexiones de cargas, permitiendo cumplir cabalmente con el programa de intercambio de energía existente.

En este capítulo vamos a desarrollar, en base a los estudios de control de la potencia, la frecuencia y la tensión, toda la teoría referente a los métodos de control aplicables al sistema, el cual se divide, por conveniencia, en áreas autosuficientes, interconectadas entre sí. Cuando se trata de dos o más sistemas interconectados, cada uno es estudiado como si se tratara de un área individual, con respecto a los demás.

3.1 Estudio del Sistema de Potencia Mediante Areas de Control

Basados en las propiedades observadas en las investigaciones sobre sensibilidad y en los estudios de flujos de carga, en estado estable, podemos dividir todo el trabajo de control en dos parámetros independientes en-

tre sí: frecuencia-potencia real y tensión-potencia reactiva.

El objetivo del control de frecuencia-potencia es ejercer control sobre la frecuencia y simultáneamente sobre el intercambio de potencia real a través de las líneas de salida. El control de tensión-potencia reactiva, en cambio, tiene por objeto ejercer control sobre el estado de la tensión. El error de tensión es sensibilizado y esta señal es transformada en una señal de comando de potencia reactiva, la cual entra a la fuente de excitación.

Es conveniente estudiar el problema de controlar la salida de potencia real de los generadores eléctricos, considerando que los mismos se encuentran dentro de un área bien determinada, como una respuesta a los cambios en la frecuencia del sistema y a la carga de la línea de enlace o a la enter relación entre estos dos factores. Con ese enfoque, es posible mantener la frecuencia del sistema en su valor programado y estabilizado el intercambio de energía de esa área con otras dentro de límites previamente definidos. El control automático de la frecuencia de carga se emplea para identificar el área afectada y contribuir en la solución de las inconveniencias surgidas.

En general, cada bus generador del sistema eléctrico posee un control de tensión-potencia reactiva individual, dado que cada bus generador está siendo regulado por un control de campo de los generadores locales. En contraste con esto, el control de frecuencia-carga es manejado colectivamente un esfuerzo conjunto de todas las unidades generadoras que se encuentran dentro de esa región geográfica, definida por la capacidad de generación -- que ha sido instalada en ella y que se denomina área de control.

El concepto de área de control ciertamente es muy relativo y dentro de un sistema de generación existen, a veces, varias áreas de control, -- las cuales han sido definidas para facilitar el estudio de las diversas si--

tuaciones que pueden presentarse en la operación del sistema, tratando las diferentes partes del mismo como si fueran verdaderos sistemas que se encuentran interconectados para ayudarse mutuamente cada vez que sea necesario.

En el análisis de la dinámica de los sistemas de control de frecuencia-potencia real es aconsejable empezar investigando el caso de un área de control individual, por ser más sencillo que los demás casos que pueden presentarse.

Sin embargo, desde un punto de vista práctico, los problemas de control de la frecuencia en áreas interconectadas son mucho más complicados que los que observamos en áreas operando en forma aislada, y son más importantes porque en la actualidad casi todos los sistemas de energía eléctrica están enlazados con áreas vecinas.

Usualmente, el problema del control de la frecuencia se divide, para comodidad del análisis, en dos casos; el caso controlado y el caso no controlado. En el caso no controlado, el incremento de la potencia de carga es igual a cero y el regulador de velocidad no actúa frente a un cambio de la carga. En el caso controlado es necesario ejercer un mejor control sobre los cambios en la frecuencia que en aquel caso.

3.2 Método de Control para un Area Dividida.

Como dijimos en la sección precedente, el control de frecuencia-carga es realizado conjuntamente por todas las unidades generadoras que se hallan dentro del área de control. Muy frecuentemente, los límites de las áreas de control coinciden con los de los sistemas de potencia aislados con relación a todo el sistema interconectado. En un sentido muy estricto, todos los generadores que pertenecen a un área de control deben constituir un grupo coherente.

Si consideramos un sistema de potencia muy grande, éste puede ser dividido en varios subsistemas o áreas de control, cada uno de los cuales estaría constituido a su vez por dos o más unidades generadoras. Los diferentes subsistemas estarían conectados por líneas de enlace y en los estudios de las fluctuaciones de potencia de esas líneas es posible suponer que todas las áreas componentes del sistema global son enormes y coherentes grupos de máquinas, que oscilan unos con respecto a otros.

Veamos que sucede en área de control, i , conectada por medio de líneas de enlace a otras áreas vecinas, cuando en dicha área aparece un cambio de carga real de magnitud ΔP_{ci}

Debido a la acción de los reguladores de velocidad de la turbina, la salida de potencia del área también aumenta, en ΔP_{si} . Por consiguiente, la potencia neta generada en exceso es igual a $\Delta P_{si} - \Delta P_{ci}$, la cual será asimilada por todo el sistema de tres maneras:

- i) Incrementando la energía cinética del área;
- ii) Aumentando el consumo de carga. Debido al dominio de la carga de motores, todas las cargas típicas experimentan un aumento D ;
- iii) Elevando la exportación de potencia a través de las líneas de enlace en una cantidad total de ΔP_E , definida como positiva fuera del área.

En el caso en que frente a una fuerte variación de la carga el regulador de velocidad no cambia de posición (caso no controlado), podemos encontrar la respuesta del sistema en el dominio del tiempo, considerando que la respuesta del regulador de velocidad y la del generador de la turbina -- son instantáneas.

Para un sistema compuesto por una sola área, las especificaciones de control son más sencillas que las impuestas a un sistema de varias áreas. Algunas especificaciones realísticas, para este caso, son:

a) La malla de control debe ser suficientemente estable.

b) Después de un aumento de la carga, mediante cambios paulatinos el error de frecuencia deberá regresar a cero, es decir, la frecuencia deberá restablecerse a su valor nominal.

c) La magnitud de la desviación transitoria de la frecuencia debe ser mínima. Si observamos esta condición, podemos estar seguros que las variaciones de la carga no desequilibrarán notablemente el sistema.

d) La integral del error de frecuencia no debe exceder de cierto -- límite máximo.

e) Los generadores individuales del área de control deben distribuirse entre sí la carga total para lograr una economía óptima.

Una manera de cumplir con las tres primeras especificaciones anteriores es mediante la utilización del llamado control integral, de manera que el cambiador de velocidad es dirigido por una señal, obtenida primero amplificando y luego integrando el error de frecuencia.

De hecho, el control integral también nos permite satisfacer el -- requisito d). En cuanto al último requerimiento, relativo al despacho económico de carga, podrá ser satisfecho solamente utilizando un buen equipo de control de despacho económico, el cual deberá ser agregado al sistema.

Las bases para la comprensión del despacho económico están en las llamadas pérdidas incrementales de transmisión y en los costos de generación. Las pérdidas incrementales de transmisión solamente llegan a ser importantes cuando las pérdidas de transmisión alcanzan magnitudes apreciables.

La unidad de despacho es diseñada para detectar el "error económico" para cada unidad, es decir, la diferencia entre la salida deseada del generador y la salida real del mismo. Luego, con una operación más lenta, esa -- unidad ordena un reajuste secundario de los cambiadores individuales de ve-

locidad. Básicamente, el sistema contiene dos mallas de control superpuestas: la malla integral primaria, la cual suministra un control de frecuencia rápido, y la malla económica secundaria, la cual realiza un ajuste más lento hasta posiciones económicamente óptimas.

3.3 Método de Control para Areas Múltiples.

3.3.1 Caso General de Varias Areas de Control.

3.3.1.1 Ventajas de la Interconexión

Como anteriormente indicamos, en la práctica son más importantes -- los problemas de control de varias áreas, obviamente interconectadas, que los problemas susceptibles de aparecer en un área aislada. Junto con el problema del control frecuencia-carga, en áreas interconectadas, está el de regular el flujo de potencia en las interconexiones.

De la operación conjunta, realizada por varias áreas interconectadas se pueden derivar múltiples ventajas, basadas principalmente en la ayuda mutua. Esa operación está regida por una serie de normas o principios -- que pueden ser resumidas en las dos siguientes:

i) En condiciones normales, la operación de cada miembro del sistema o área de control debe ser tal que sea capaz de satisfacer las necesidades energéticas dentro de su territorio, para que el intercambio sea cero -- siempre que los demás componentes del conjunto no demanden ninguna ayuda.

ii) Cada área de control debe ponerse de acuerdo con las demás para adoptar estrategias de regulación y control, y de equipo, que sean mutuamente beneficiosas tanto en condiciones normales como en condiciones anormales. Las ventajas de la interconexión de sistemas se hacen palpables, fundamentalmente cuando aparece alguna situación anormal.

Los factores que más han influido en que los distintos sistemas de potencia eléctrica se suministren ayuda mutua son: seguridad, continuidad, -

confiabilidad, estabilidad y economía. Como ya hemos hablado de estos parámetros en el capítulo I de este trabajo, parece sencillo darse cuenta de la importancia de ellos en los sistemas interconectados.

Algunas veces la seguridad de un sistema que opera aisladamente, y la necesidad de mantener continuidad en el servicio prestado, obliga a buscar energía al precio que sea, pero como el factor económico es también muy importante, se puede caer en una contradicción, o en una encrucijada desde el punto de vista de la empresa eléctrica. Esto muy difícilmente ocurre con los miembros de un sistema interconectado. Puede decirse que los sistemas se interconectan para ayudarse económicamente unos a otros.

Una ventaja de la interconexión es la que se refiere al tamaño de los sistemas. Cuando la frecuencia varía, a causa de un cambio repentino en la carga, en los primeros momentos la necesidad de energía es satisfecha por la energía cinética del sistema. Evidentemente que mientras más grande es el sistema más energía cinética puede producir y, por ende, más energía puede prestar cuando ocurre una caída de la velocidad en la turbina.

El tamaño del sistema también reduce la necesidad de potencia de reserva entre las áreas del sistema interconectado. Un sistema que opera solo, como un área individual, debe proveer potencia para manejar no sólo los picos anticipados, sino también las emergencias surgidas de fallas en el equipo eléctrico. Las reservas son clasificadas sobre la base de su disponibilidad. Las reservas rodantes están constituidas por unidades que pueden operar a plena carga y son empleadas para asistencia instantánea, al menos tan rápida como puedan reaccionar los controles.

3.3.1.2. Control integral para áreas interconectadas

Quando un área de control se conecta eléctricamente con otras áreas vecinas, se debe tomar en cuenta la capacidad de las líneas de transmisión que

sirven de enlace, pues si ésta es pequeña comparada con la potencia total de cada área, las variaciones por las líneas de interconexión. En tal caso, el control proporcional no anula esas variaciones de la potencia transmitida.

Cuando se presenta esta situación, puede ser que la línea de enlace se salga de operación, debido a la sobrecarga, y que dé al traste con el programa de intercambio que se había planeado, por lo cual es necesario evitar que sucedan tales variaciones, tomando precauciones con mucha anticipación.

La manera de prepararse contra ese importante problema es introducir, - además del control proporcional, un control integral, el cual se encargará de adaptar la generación de cada área a su carga respectiva, anulando así las variaciones de la potencia que circula por las líneas de enlace.

El control integral o de reposición, en última instancia, procura mantener la frecuencia en su valor nominal, y para eso, cuando surge un cambio repentino de la carga en alguna de las áreas del sistema global, actúa para que las unidades generadoras que constituyen esa área, varíen su generación, equilibrando el nuevo valor de la carga y, por lo tanto, manteniendo la potencia que circula por las líneas de interconexión en un valor prefijado.

Además del control integral que se emplea para el sistema completo, cada área tiene su propio control de reposición, el cual es accionado automáticamente por el error de frecuencia, la misma cantidad que resulta eliminada para reponer la frecuencia en su valor programado.

Si se desea que cada control integral responda únicamente a los cambios de carga que tengan lugar en su área, puede utilizarse un contacto en serie con el control integral, el cual cierre o abra de acuerdo a si el signo del incremento de la potencia que sale del área es igual o no al signo del incremento de la frecuencia. Puesto que cuando el cambio de carga se produce en una sola área, los signos del incremento de frecuencia y de potencia exportada

da son iguales.

Existen varios controles de tipo integral y de entre ellos podemos citar, el FFC (flat frequency control), el cual se encarga de hacer que el sistema varíe su generación, cuando se presenta un cambio en la carga, para equilibrar así la nueva potencia demandada y restaurar la carga en su valor nominal, al tiempo que mantiene la potencia de intercambio dentro de límites establecidos.

Otro tipo de control integral es aquél que actúa no sólo cuando detecta un error de frecuencia sino también cuando se presenta un error de potencia de intercambio. Es decir, el dispositivo de reajuste del control integral deberá reducir a cero el error de frecuencia y el de potencia de intercambio combinados. Este tipo de control se denomina control de intercambio con corrección de frecuencia (tie-line load-bias control), FTL, y obedece la siguiente ley:

$$B\Delta f + \Delta P_E = 0$$

donde B es la energía reguladora integral y ΔP_E es la potencia exportada por el área de control. Δf es el cambio de frecuencia.

Como de todas maneras, los métodos de control FFC y FTL, no suministraron resultados totalmente satisfactorios, al aplicarlos aisladamente, se encontró que lo mejor era combinarlos. Así se logró el diseño de un control más efectivo que cualquiera de ellos dos operando solos; dicho control de enlace con corrección de frecuencia.

3.3.2 Caso particular de un sistema de dos áreas de control

En este caso, al igual que cuando se trató de un área de control individual, es necesario adaptar un control integral al sistema, para que el mismo se encargue de evitar fuertes variaciones de la potencia de intercambio, sobre todo si las líneas de enlace poseen una capacidad de transmisión muy pe-

queña en relación a la potencia total de cualesquiera de las dos áreas competentes.

Además, de esa manera se logra que este sistema cumpla con los cuatro primeros requerimientos señalados para un área aislada. En este caso es mucho más necesario el control de despacho económico.

Lo anterior garantiza que en estado estable, cada área absorberá su propia carga, es decir, cada una debe ser autosuficiente para que por la línea de enlace no circule ninguna potencia.

Esto es, si consideramos el sistema compuesto por las áreas, A y B, y suponemos que no existe ningún intercambio entre ellas, $I=0$, esto significa que cada área cumple con sus propias necesidades y que la generación de cada una es igual a la carga correspondiente,

$$P_{GA} = P_{CA} \quad ; \quad P_{GB} = P_{CB}$$

cuando dos áreas se interconectan se procura que la mayor parte del tiempo el enlace sea cero, lo cual ocurre si cada área es autorresponsable. Analicemos el siguiente caso,

Ejemplo

Sean A y B dos áreas que constituyen un sistema interconectado, con capacidades instaladas $P_A = 500$ [MW] y $P_B = 100$ [MW].

Ambas están operando a la frecuencia nominal $F_N = 60$ [Hz] con estadísticos $E_A = E_B = 0.05$ [pu]. Se ha observado una disminución de la frecuencia en el sistema originada por un incremento de carga $C = 50$ [MW]. Analicemos lo que sucede.

Solución

Esa disminución de la frecuencia indica que la carga aumentó en una de las áreas y que el intercambio presenta un valor $P_T \neq 0$, o que aumentó en las dos áreas y no hay intercambio, $P_T = 0$.

Las características de generación y la característica total del sistema, suponiendo $N_K = 0$, son calculadas a continuación

$$N_{GA} = \frac{500}{10 \times .05 \times 60} = 16.67 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

$$N_{GB} = \frac{100}{30} = 3.33 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

$$N_S = 16.67 + 3.33 = 20 \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right]$$

Luego la disminución de frecuencia y los consiguientes aumentos de generación serán:

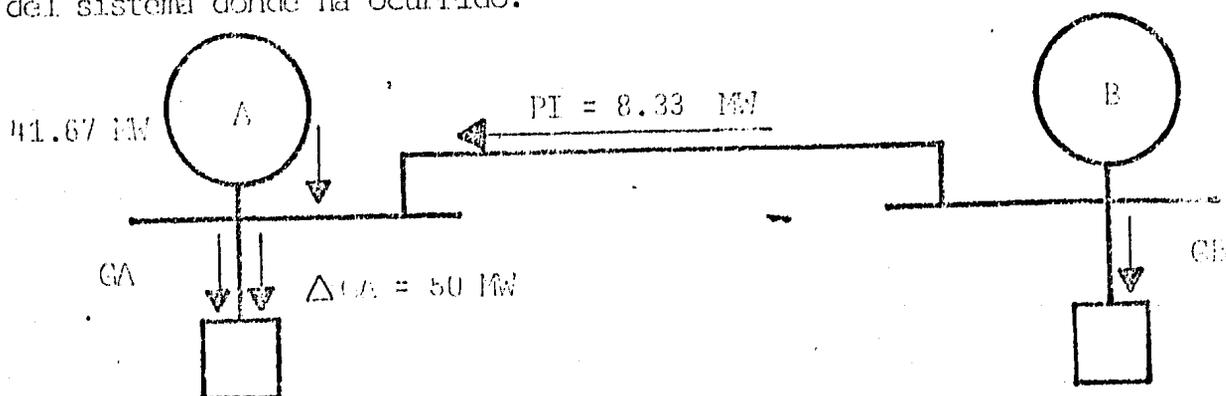
$$F = \frac{50}{20} = 2.5 \frac{\text{C}}{N_S} \text{ [dHz]}$$

$$G_A = N_{GA} \times F = 16.67 \times 2.5 = 41.67 \text{ [MW]}$$

$$G_B = N_{GB} \times F = 3.33 \times 2.5 = 8.33 \text{ [MW]}$$

Cuando ocurre el incremento de carga, el operador (o el control automático) del área A se da cuenta que el problema es de su sistema y actúa en seguida con miras a resolverlo. En tanto que el área B observa que el problema no es propio sino del área A, y no hace nada, puede decirse que se queda a la expectativa y si A requiere su contribución se la suministra inmediatamente.

En el ejemplo anterior, el intercambio ha sido de 8.33 [MW] enviados por el área B al A. Si el fenómeno hubiera sido una disminución de carga, el resultado fuera un aumento de la frecuencia de todo el sistema y la acción de los controles se encausaría hacia la disminución de la generación, según el punto del sistema donde ha ocurrido.



3.3.2.1 Funciones de dos áreas interconectadas

En un sistema constituido por dos áreas de control, cada una de ellas debe cumplir con tres funciones, las cuales pueden ser resumidas de la manera siguiente:

- 1.- Cada área debe suministrar la potencia que su carga demande, esto es, cada área debe ser autosuficiente;
- 2.- Cada área se mantiene indiferente frente a la operación interna que realiza la otra y no permite que ésta intervenga en sus manejos;
- 3.- Ambas áreas deben contribuir en el control de la frecuencia del sistema total.

Las tres funciones anteriores se pueden considerar como dos "obligaciones" y una "contribución". Las dos primeras son consideradas como obligaciones puesto que cada área debe observarlas y la tercera es una contribución porque cada una de las áreas de control debe participar efectivamente en la estabilización de la frecuencia, con respecto a su valor nominal, después que ha surgido alguna perturbación dentro del sistema.

Como cada área tiene su propio control, al sobrevenir un cambio de carga en una de las áreas, el error de frecuencia resultante del fenómeno hace actuar el control de ésta, pero como la otra área también detecta la perturbación, ajusta su generación para contribuir a que la frecuencia de todo el sistema retorne más rápidamente a su valor nominal.

En el área en la cual tuvo lugar el cambio de carga, el incremento de frecuencia f y el de la potencia de intercambio ΔP , tienen el mismo signo, mientras que en la otra área de control, Δf y P presentan signos opuestos. Por ejemplo, si en un área, A, se tiene un aumento de la carga, el Δf y el ΔP son ambos negativos, en ella; mientras que en la otra área, B, enlazada con A, el Δf es negativo, en tanto que el ΔP (que sale de B) es positivo.

Es bueno subrayar que estas funciones son aplicables a cualquier sistema, sin importar el número de áreas que se encuentren interconectadas, puesto que, cuando tiene lugar un disturbio en un área, el resto del sistema es tratado como otra área.

En el caso que estamos estudiando, de un sistema constituido por dos áreas interconectadas, cuando se presenta un cambio en la carga, el mismo deberá -- repartirse proporcionalmente entre las dos áreas, vale decir, la distribución del aumento o disminución de la potencia demandada se hará de acuerdo a la capacidad instalada de cada una de las áreas y a su característica de genera---ción.

Por lo anterior, se puede ver cuán importante resulta para las áreas pequeñas pertenecer a un sistema compuesto por varias áreas de control enlazadas; ya que al presentarse un aumento en la carga, el control del sistema asigna menor porción del aumento a las áreas más pequeñas.

C A P I T U L O IV

ERROR DE CONTROL PARA AREAS MULTIPLES Y

ERROR DE CONTROL POR UNIDAD

4.0 Aspectos Generales

En los capítulos II y III hemos desarrollado toda la teoría concerniente a los efectos que puede provocar en un sistema eléctrico la aparición repentina de una nueva carga, los tipos de controles que suelen introducirse en el sistema con el propósito de limitar al máximo las variaciones de la frecuencia y de la potencia de intercambio, cuando se trata de sistemas interconectados, y los métodos existentes para alcanzar el máximo de economía durante la operación.

Ya sabemos, entonces, que las variaciones de carga hacen aparecer, en las áreas que se encuentran conectadas a otras vecinas, tanto un error de frecuencia Δf , como un error de la potencia de intercambio ΔP_E . La combinación de estos dos errores los lleva a la ecuación siguiente, para definir el error de control de área, ACE,

$$ACE = B \Delta f + \Delta P_E$$

donde B es un parámetro de control, el cual hemos llamado energía reguladora integral y puede ser variado por el operador, hasta que el error de área sea mínimo.

Si, por otra parte, enfocamos nuestra atención hacia una sola de las unidades generadoras que pertenecen al área en su conjunto, nos encontramos con que el error de control para esa unidad, presenta características tan importantes como el error de control de toda el área, ya que ignorar el error unitario, UCB, puede dar origen a profundas perturbaciones en todo el siste-

ma bajo estudio.

Así, en pocas palabras, la finalidad del presente capítulo es estudiar los métodos más conocidos para llevar el error de control de área, ACE, y el error de control de la unidad, hasta valores tan pequeños que no afectan la operación del sistema en ninguna circunstancia.

Para comenzar, abordaremos todas las cuestiones relacionadas con el error de control de área, para luego, en base a éste, definir el error de control unitario.

4.1. Error de Control de Área, ACE.

4.1.1. Concepto de ACE

Si tenemos un sistema interconectado, dividido en varias áreas de control interconectadas para propósitos de seguridad e intercambio, y si queremos saber si la generación de cada sistema es suficiente para alcanzar el equivalente a la suma de la potencia de carga más el intercambio neto de potencia más las pérdidas de potencia de transmisión, debemos considerar el llamado error de control de área (ACE). Mediante el ACE es posible realizar la función de controlar la frecuencia y la carga.

Para un área A, el ACE está dado por

$$ACE_A = (P_{Apr} - P_{Aef}) - B_A \Delta f$$

donde,

P_{Apr} : potencia real exportada por el área A, programada;

P_{Aef} : potencia efectiva exportada por el área A, y, además,

B_B : una constante incluida en el control por el operador.

Asimismo, si f_i es la frecuencia nominal del sistema y f_n es la frecuencia prevaleciente en un instante considerado,

$$\Delta f = f_i - f_a$$

De hecho, el error de área representa una carencia o exceso de generación en el área de control que se considere. El error de potencia de intercambio ΔP , se considera positivo cuando aumenta su exportación o cuando disminuye su importación, según sea el caso.

El control integral, para este caso de sistemas interconectados, debe actuar para eliminar no solamente el error de frecuencia Δf , sino también el error de potencia de intercambio.

Por tanto en control integral o de reposición, para la relación frecuencia-carga, deberá reducir a cero en cada área afectada, deberá cumplir con la siguiente ley de regulación, para sistemas de múltiples áreas interconectadas.

$$B \Delta f + \Delta P_E = 0$$

4.1.2. Parámetro de control y característica del sistema

Ya vimos, en el capítulo II, que cuando el sistema está trabajando en estado estable su característica está representada por

$$N_s = N_G + N_K$$

con,

$$N_G = \sum_{n=1}^K N_{Gn}$$

para K áreas interconectadas.

En lo que respecta a N_G , la linealización de la característica de estatismo se consigue considerando intervalos de tiempo suficientemente pequeños. Por su parte, N_K depende de la frecuencia y puede ser medida, pero solamente es útil para el instante en el cual se efectuó la medición. Es decir, al transcurrir el intervalo de tiempo necesario para ajustar el control, ya el valor de N_K ha variado.

En la operación moderna de sistemas de potencia se emplean mucho las --

computadoras electrónicas para poder operar con mayor rapidez al control. Así, cuando varía el valor de la carga conectada, el control automático actúa; el regulador de velocidad de la turbina recibe una señal para que varíe inmediatamente la generación y el dispositivo de reajuste se encarga de llevar la frecuencia a su valor inicial.

Realmente, lo que hace la computadora es integrar en el tiempo el error de control de área, esto es, si expresamos el ACE como

$$ACE = \Delta F + \frac{P_E}{B}$$

el incremento de fase θ es de la forma,

$$\theta = \int_0^1 \left(\Delta F + \frac{P_E}{B} \right) dt$$

El problema, entonces, es que la constante de integración que aparece en el proceso elimina el concepto de estado estable, o sea,

$$N_S \neq N_G + N_K$$

También en el capítulo II, definimos la característica de regulación del sistema, en la forma,

$$B = \frac{1}{R} + D$$

En ocasiones han surgido diversas y contrarias opiniones en cuanto al valor que debe asignarse al parámetro B, pero en lo que todo el mundo está de acuerdo es que lo verdaderamente importante es que sea tal que minimice el error de control de área.

Consideremos el caso sencillo de la figura 1.1, donde se ha dibujado un sistema de dos áreas interconectadas, A y A'

El hecho de que $B = N_G$ resuelve el problema de las perturbaciones en estado estable. Si, en este caso, ocurre un cambio en la carga conectada al área A, la otra área, A', no interviene, porque en ella el ACE es igual a cero. Vale decir, el error solamente afecta al área en la cual aparece el

problema, mientras la otra zona de control ni siquiera se entera del problema.

Cuando, en cambio, $B \neq N_G$, el área A sí actúa al presentarse una alteración en A', porque, en este caso, el sistema de control de A también detecta el error, es decir, $ACE_A \neq 0$.

Por tanto, podemos establecer la diferencia, diciendo que cuando el parámetro de control B es igual a la característica natural del sistema N_G , el control que actúa es únicamente el del área afectada, pues en las demás áreas del sistema el $ACE = 0$; mientras que cuando $B \neq N_G$, al surgir una perturbación en cualquiera de las áreas el ACE de cada una de las otras es diferente de cero y todos los controles operan.

Para completar este punto, vamos a determinar las expresiones correspondientes a las características N_G y N_K , y a ΔF .

En general, las condiciones del problema nos permiten obtener la característica de la carga en una forma simple. La misma ha sido definida como -- una relación entre la variación de la potencia demandada y el cambio de frecuencia correspondiente,

$$N_K = \frac{P_K}{F} \left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})} \right] \quad \dots (A)$$

o bien,

$$N_K = \frac{P_K}{F} \left[\frac{\text{MW}}{\text{dHz}} \right] = \frac{P_K/P_B}{F/F_B} \left[\frac{\text{pu}(P)}{\text{pu}(F)} \right] \quad \dots (B)$$

siendo P_B la potencia base y F_B la frecuencia base.

La expresión B puede ser transformada a unidades de $\left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})} \right]$

$$D = N_K P_B \left[\frac{\text{MW}}{\text{pu}(F)} \right] = \frac{N_K P_B}{100} \left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})} \right] \quad \dots (C)$$

donde P_B puede ser considerada como la potencia final P_f ,

$$P_B = P_f = P_i + \Delta P \quad [\text{MW}]$$

Para determinar una fórmula que nos permita calcular la característica de generación, en $[\text{MW}/\%(F)]$, consideramos la frecuencia nominal $F_N = 60 [\text{Hz}]$, como un 100 [%] de la frecuencia, así $\frac{60 [\text{Hz}]}{60 [\text{Hz}]} = \frac{100 [\%(F)]}{60 [\text{Hz}]}$. Y como el estatis-
mo E esta en [pu], tomamos en cuenta que $100(E \text{ pu} = E \%)$, para obtener final-
mente,

$$\frac{1}{R} = N_G = \frac{P_M}{E \cdot F_N (1.0)} = \frac{P_M}{E \cdot F_N (100/60)} = \frac{C10}{E} \left[\frac{\text{MW}}{\%(F)} \right]$$

donde la potencia máxima P_M es igual a la capacidad instalada de operación -
C10. En cuanto a la frecuencia, tenemos que

$$\Delta F = \frac{\Delta C}{N_S} = \frac{\Delta C}{\left(\frac{1}{R} + D\right)_S} \quad [\%(F)]$$

y además,

$$\Delta F_S [\text{pu}] = \frac{\Delta F_S [\text{Hz}]}{F_B [\text{Hz}]}$$

De ahí, considerando que

$$F_S [\text{pu}(F)] = \left(\frac{1}{100}\right) \Delta F_S [\%(F)]$$

podemos combinar las ecuaciones 4.14 y 4.15 para llegar a

$$\Delta F_S [\text{Hz}] = \frac{\Delta F_S [\%(F)]}{100} \cdot F_B [\text{Hz}]$$

donde F_B es la frecuencia nominal, en [Hz], la cual, en el presente trabajo
la hemos tomado igual a 60 [Hz].

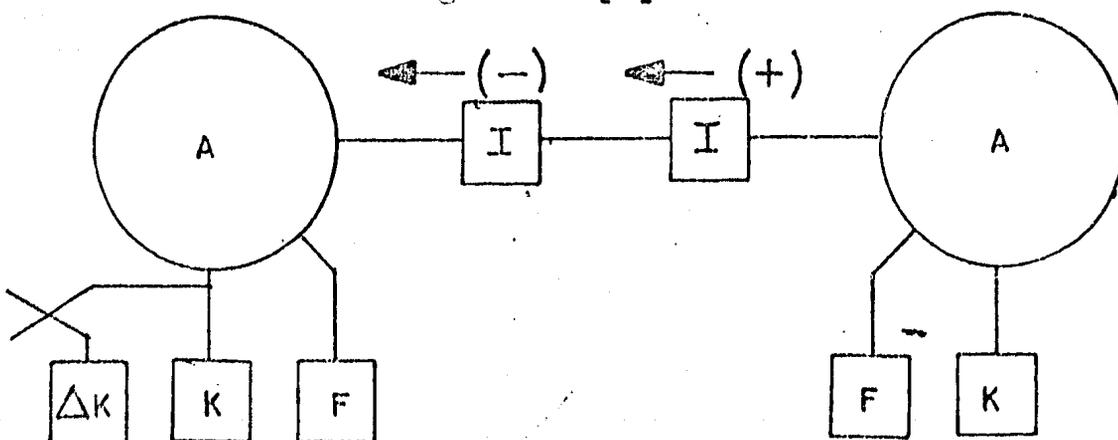


Fig. 1

Ejemplo

Consideremos el mismo sistema de la figura para el caso en que $B = N$. Supongamos que en A' ha ocurrido una alteración provocada por un incremento en la carga conectada a ella. En esa situación la unidad A no interviene en modo alguno, sino que A' debe resolver su problema en lo referente a control.

Solución .

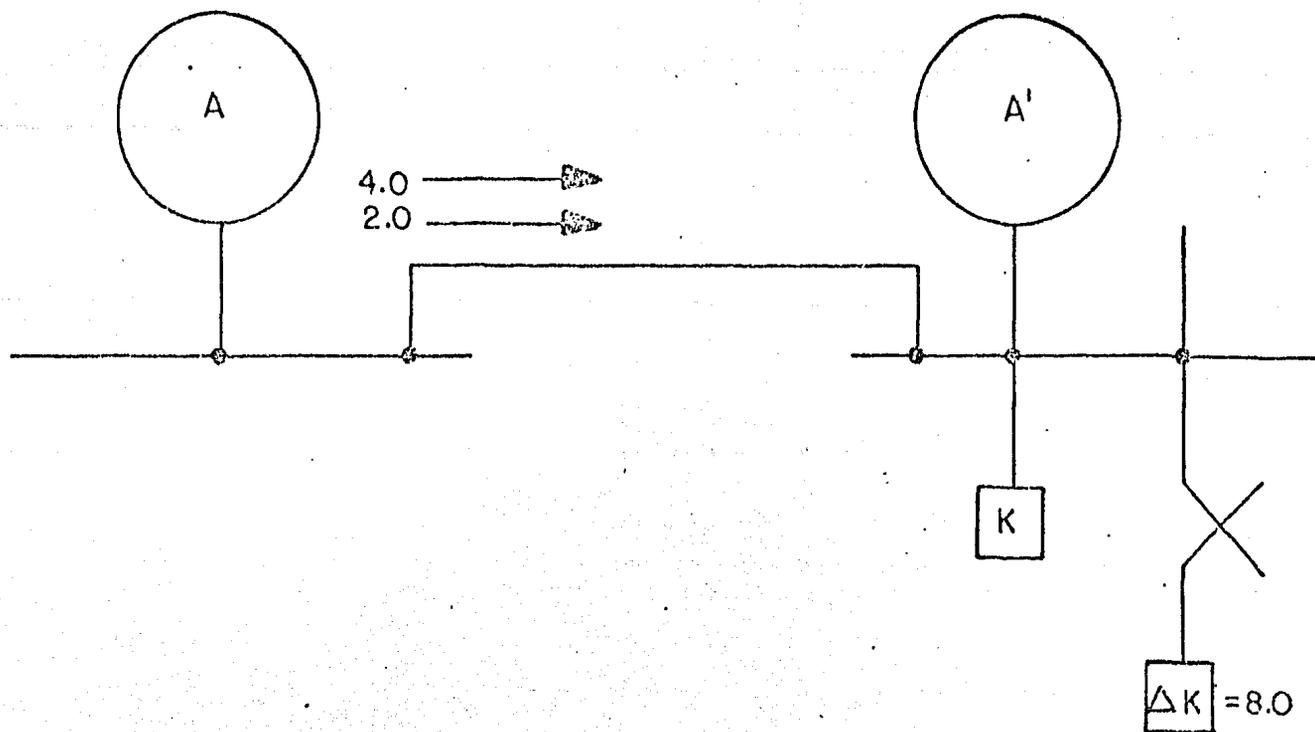
i) Si ambas unidades están operando a la frecuencia nominal de $60[\text{Hz}]$, y tenemos que inicialmente, existe una exportación de potencia desde A hasta A' de $2[\text{MW}]$, veamos lo que ocurre al incrementarse la potencia de carga, en A' en $8[\text{MW}]$. Para enfrentar el problema esta área solicita una ayuda de $4[\text{MW}]$ al tiempo que aumenta su propia generación en $4[\text{MW}]$, para así satisfacer la potencia demandada.

Esto ocurre así, pues aunque el área A no toma partido al iniciarse la perturbación, cuando A' se siente incapaz de satisfacer por sí mismo el aumento de carga surgido, solicita la cooperación de aquella. Por consiguiente ahora el intercambio de energía desde A hacia A' se eleva a $I = 6[\text{MW}]$

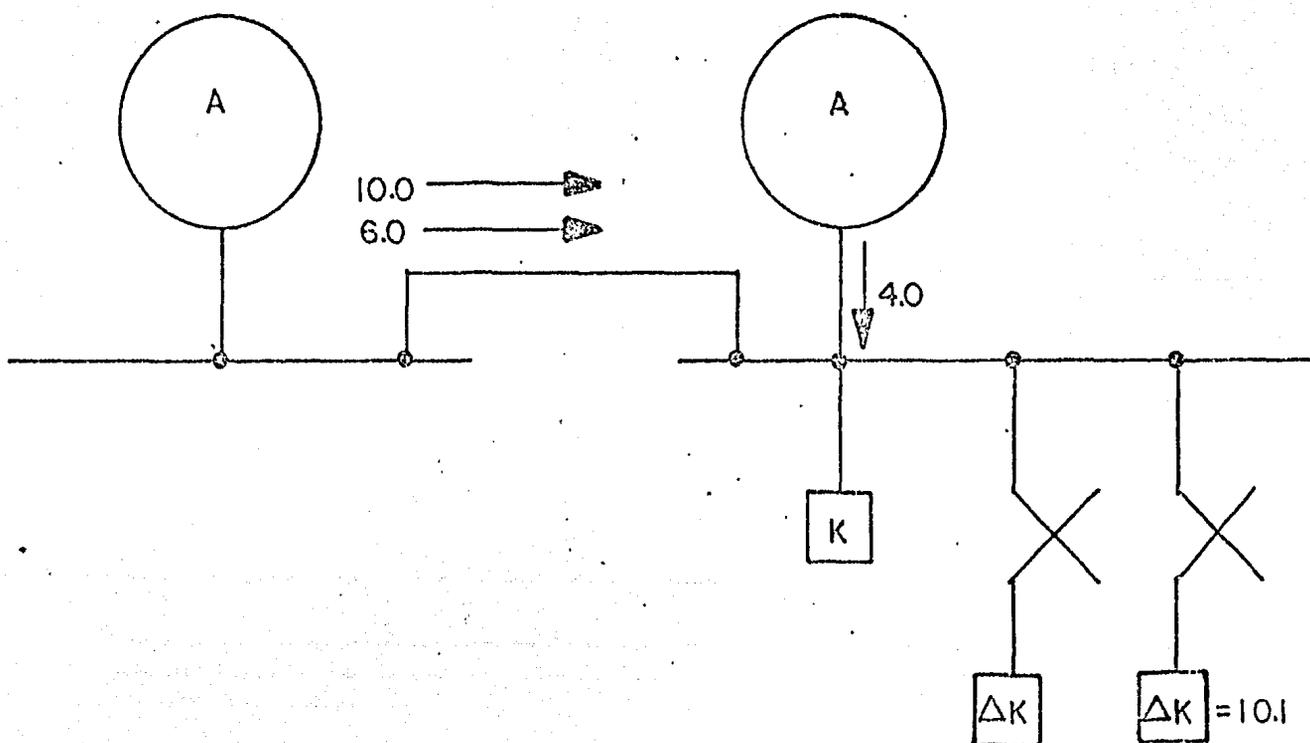
ii) La situación anterior, la hemos descrito de un modo muy simple, pero lo cierto es que en ese caso, el control de área no actúa, sino que es simplemente una condición; para que el área A envíe $6[\text{MW}]$ a A' . es necesario ajustar el control.

Supongamos ahora que el aumento de carga en A' es de $10[\text{MW}]$ y que esta área ya no puede generar más potencia. Entonces A deberá enviar $10[\text{MW}]$ adicionales, para alcanzar el estado estable. Por tanto, el programa se modifica y como ahora el valor del intercambio es de $16[\text{MW}]$, tenemos un nuevo programa. La nueva condición está mostrada en la figura

Es conveniente aclarar que estos intercambios no tienen nada que ver con la acción del control de cada área, debido a que son valores iniciales, a par-



a).- Intercambio neto entre A - A' es [Mw]



b).- Cuando se trata de 16 [Mw]

tir de los cuales, precisamente, el control va a operar cuando aparezca un cambio en la carga.

En la parte ii) del ejemplo, cuando A' no aporta ninguna potencia, para contribuir en la eliminación de la perturbación, esta medida puede tener su origen, ya en que ciertamente, el area A' no puede generar más energía, o en que una política de la compañía sea mantener siempre una reserva de generación, como prevención a inconvenientes futuros mas graves.

en las figuras Nos. 2 y 3 se ilustra la contribucion del area A al A', siendo ΔF_I la variacion del intercambio de potencia. Cualquier variación de la frecuencia, si sigue la línea N_A , es la contribucion de A a A', ya que la variación de la frecuencia corresponde a la variacion del intercambio, siguiendo la característica N_A .

4.1.3 Corrección del error de control de área .

Si consideramos la figura 4. puede verse que existe una diferencia, o error, entre la frecuencia nominal F_i y la frecuencia observada después de un cambio de carga; pero también existe una diferencia entre el valor programado de intercambio de potencia y el valor actual, la cual nos da el error de potencia exportada por el área que hemos denominado A.

Ese error de intercambio puede ser denotado por la diferencia

$$\epsilon = I'_t - I_t$$

donde $I'_t < I_t$, por lo cual el error es negativo, en este caso.

Una cantidad, igual en magnitud pero de signo contrario al error, que representa el valor que debe ser aplicado por el control para eliminar el error, se denomina correccion. En este caso, en el cual el error es menor que cero, la correccion debe ser positiva. Asimismo, cuando el error es mayor que cero la correccion es negativa.

Otra manera de aclarar este concepto es mediante el diagrama de la figu-

ra 4.4, donde R es la variable de referencia. C es el elemento de control y $E = C - R$ es el error. Entonces, la cantidad opuesta al concepto de error, la cual denominamos correcciones $c = R - C$.

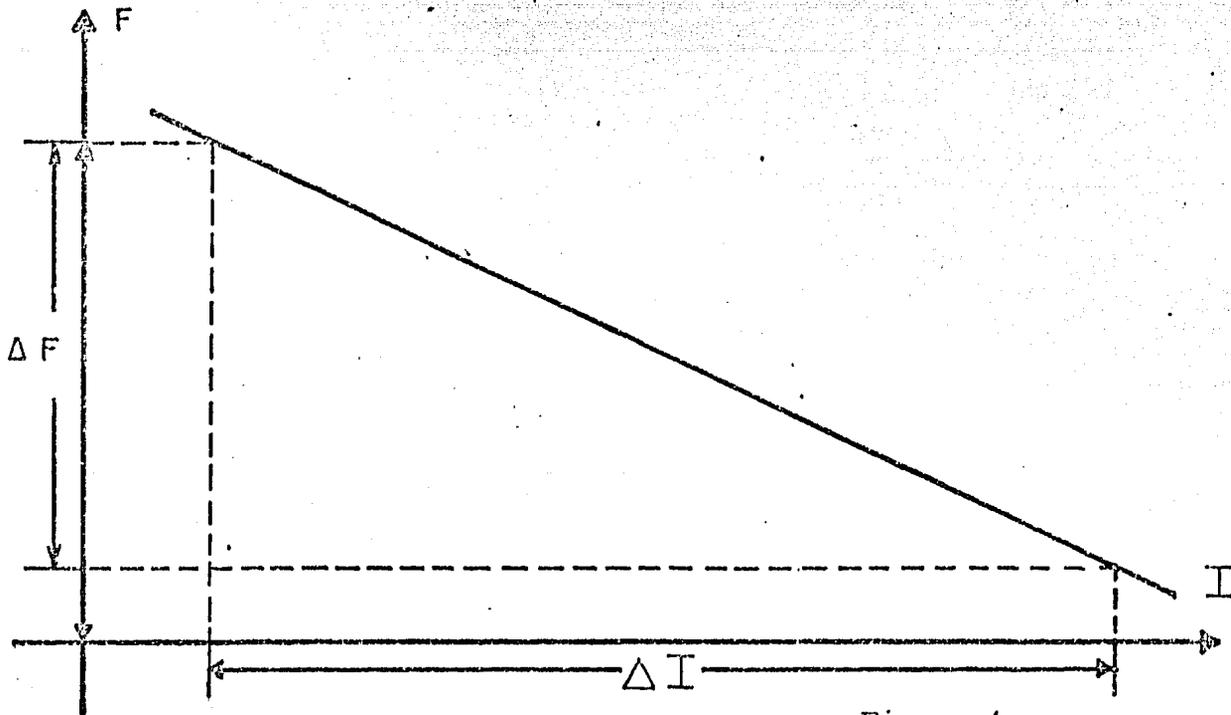


Figura 4

Características de Regulación para el área A del ejemplo 4.1

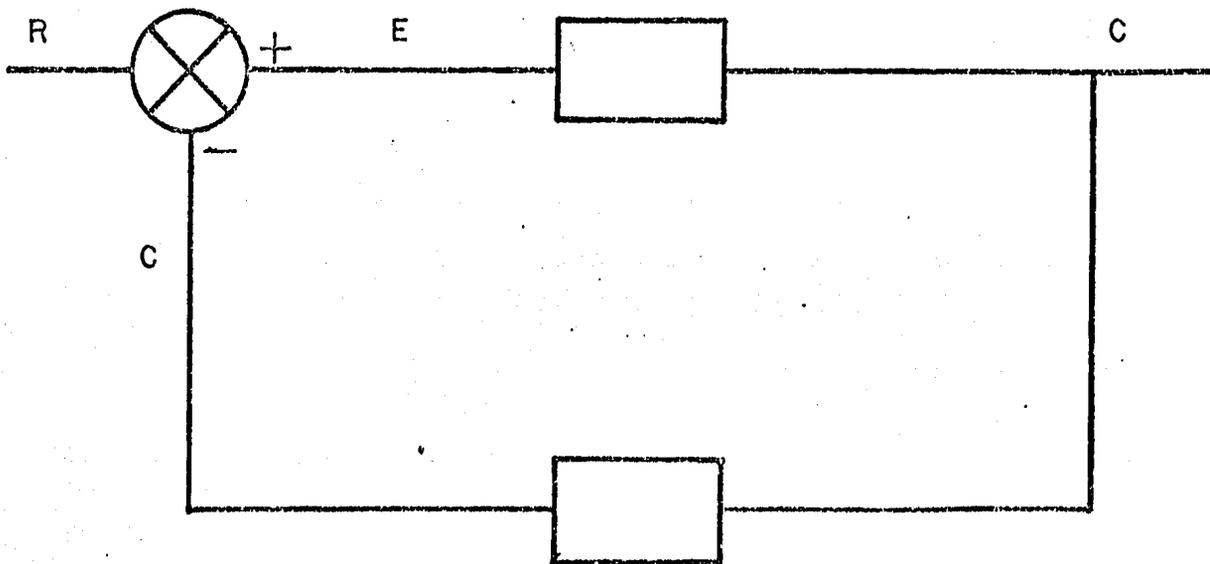


Figura 5.

Circuito retroalimentador para determinar el ACE

Ejemplo

El objetivo del presente ejemplo es aclarar algunos conceptos relativos al cálculo del ACE. Supongamos que tenemos tres áreas interconectadas, A, B y C, y supongamos que los intercambios de potencia programados sean cero, para ejemplificar.

Para el propósito de este problema, en el cual nos proponemos investigar como afecta al sistema, una perturbación en A, consideraremos a las áreas A y B como una sola área, A' y el sistema puede ser comparado, entonces, con el de la figura

El estatismo tiene valor de 5% para ambas unidades. La potencia instalada para A' es de 300[MW] y para A de 100[MW]. La carga inicial en A es de 30 [MW] y para A' de 250 [MW].

Supongamos ahora, que el sistema A experimenta un aumento repentino de la carga, de 5 [MW].

Solucion

Si el sistema interconectado está operando correctamente, solamente A absorbera el cambio de carga, despues que los flujos iniciales de potencia -- transitoria, en el intercambio, se hayan extinguido.

La regulación del sistema puede ser calculada de la siguiente manera:

$$\left(\frac{1}{R}\right)_A = \frac{C_{IO}}{E} = \frac{100}{5} = 20 \left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})}\right]$$

$$\left(\frac{1}{R}\right)_{A'} = \frac{300}{5} = 60 \left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})}\right]$$

$$D_A = \frac{P_f}{100} = \frac{P_i + \Delta P}{100} = \frac{85}{100} = 0.85 \left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})}\right]$$

$$D_{A'} = \frac{250}{100} = 2.5 \left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})}\right]$$

la variación de la frecuencia ya puede ser calculada,

$$\Delta F[\%] = \left[\frac{\Delta P}{P + D} \right] = \frac{5}{60 + 20 + 0.85 + 2.5} = \frac{5}{83.35} = 0.05999$$

$$\Delta F [\text{Hz}] = \Delta F(\%) \cdot F_N = (0.05999)(60) = (3.5994) \left(\frac{1}{100}\right) = 0.03599$$

Los incrementos en la potencia generada de ambos sistemas son,

$$\Delta P_{GA} = F \times \frac{1}{R} = (0.05999) (20) = 1.1998 [\text{MW}]$$

$$\Delta P_{CA'} = (0.05999)(60) = 3.5992 [\text{MW}]$$

Así mismo, el incremento en la potencia de carga es,

$$\Delta P_{CA} = \Delta F \times D = (0.05999)(0.85) = 0.0510 [\text{MW}]$$

$$\Delta P_{CA'} = (0.05999)(2.5) = 0.1499 [\text{MW}]$$

Ahora la nueva potencia generada es,

$$P_{GNA} = (P_{GI} + \Delta P_G) = 80 + 1.1998 = 81.1998 [\text{MW}]$$

$$P_{GNA'} = 250 + 3.5992 = 253.5992$$

y la nueva carga,

$$P_{CNA} = P_{CF} - \Delta P_C = 85 - 0.0510 = 84.9490 [\text{MW}]$$

$$P_{CNA'} = 250 - 0.1499 = 249.8500 [\text{MW}]$$

La diferencia entre generación y carga es:

$$P_{RA} = P_{GN} - P_{CN} = 81.1998 - 84.9490 = -3.7492 [\text{MW}]$$

$$P_{RA'} = 253.5992 - 249.8500 = 3.7492 [\text{MW}]$$

y, finalmente, el error de control de area esta dado por,

$$(ACE)_A = P_{RA} - \left(-\frac{1}{R} + D\right) (\Delta F) = -3.7492 - (20.85)(0.05999) = -5.000 [\text{MW}]$$

$$(ACE)_A' = 3.7492 - (62.5)(0.05999) = 3.7492 - 3.7492 = 0$$

En otras palabras,

$$ACE_A = -5.000 [\text{MW}] \quad \text{y} \quad ACE_{A'} = ACE_{B+C} = 0$$

si la posición de la regulación integral B sobre A es correcta.

En el cuadro 1, se describen todas las cantidades determinadas arriba.

El resultado muestra que $ACE_A = -5 [\text{MW}]$, lo cual significa que el sistema A es deficiente en cuanto a generación de potencia y que el operador debe añadir 5 [MW] adicionales, a la generación del sistema A. Que $ACE_{B+C} = 0$, sig

CUADRO I

CONDICIONES INICIALES	SISTEMA A	SISTEMA B+C	SISTEMA A+B+C
Capacidad instalada [MW]	100	300	400
Carga inicial [MW]	80	250	330
Cambio de carga [MW]	5	0	5
Resultados Calculador			
Carga Final [MW]	85	250	335
$\frac{1}{R} \left[\frac{MW}{\% (F)} \right]$	20	60	80
$D \left[\frac{MW}{\% (F)} \right]$	0.85	2.5	3.35
Incremento de Frecuencia = 0.05999 [%] = 0.03599 [Hz]			
Incremento en la potencia generada [MW]	1.1998	3.5992	4.7990
Incremento en la potencia de carga [MW]	0.0510	0.1499	0.2009
Generación nueva [MW]	61.1998	253.5992	334.7990
Carga nueva [MW]	64.9490	249.8500	334.7990
(Gen - Carga) [MW]	-3.7492	3.7492	0.0
Error de área [MW]	-5.0000	0	-5.0000

nifica que los sistemas B y C no deberán suministrar potencia al sistema A, para cubrir el aumento de carga en éste.

4.2. Determinación del parámetro fundamental de control. ACE

4.2.1. Condiciones iniciales en el intercambio.

Consideremos otra vez, un sistema interconectado compuesto por dos áreas de control, A y A', tal como en la figura 1', pero supongamos ahora que en el área A existen dos unidades generadoras, a y a'. Cada área tiene una carga K y ambas con autorresponsables, aunque no necesariamente autosuficientes en cuanto a los posibles aumentos de sus demandas respectivas.

Las condiciones iniciales establecen que A está ayudando a A', con una potencia de intercambio P_i^I . Consideremos que en estas condiciones, la frecuencia nominal, el intercambio neto y las generaciones, se mantienen constantes en ambas áreas. Es decir, si cerramos el interruptor que aparece conectado al área A', en el tiempo t_i , de la figura 5, para simular un aumento de carga ΔK en ese instante, tenemos que,

$$\text{En el área A, } F = F_i \text{ y } P^I = P_i^I > 0$$

$$\text{En el área A', } F = F_i \text{ además, } P^{I'} = P_i^{I'} < 0$$

También en el área A tenemos,

$$P_i^K = \sum P_i^U - P_i^I \quad \dots$$

donde P_i^K , P_i^U y P_i^I son las potencias iniciales de la carga, de cada unidad y del intercambio, respectivamente.

La expresión anterior puede ser escrita más abreviadamente de la siguiente manera

$$K_i^A = G_i^A - I_i^A \quad \dots$$

Análogamente, en el área A',

$$K_i^{A'} = G_i^{A'} + I_i^{A'} \quad \dots$$

Si tenemos que,

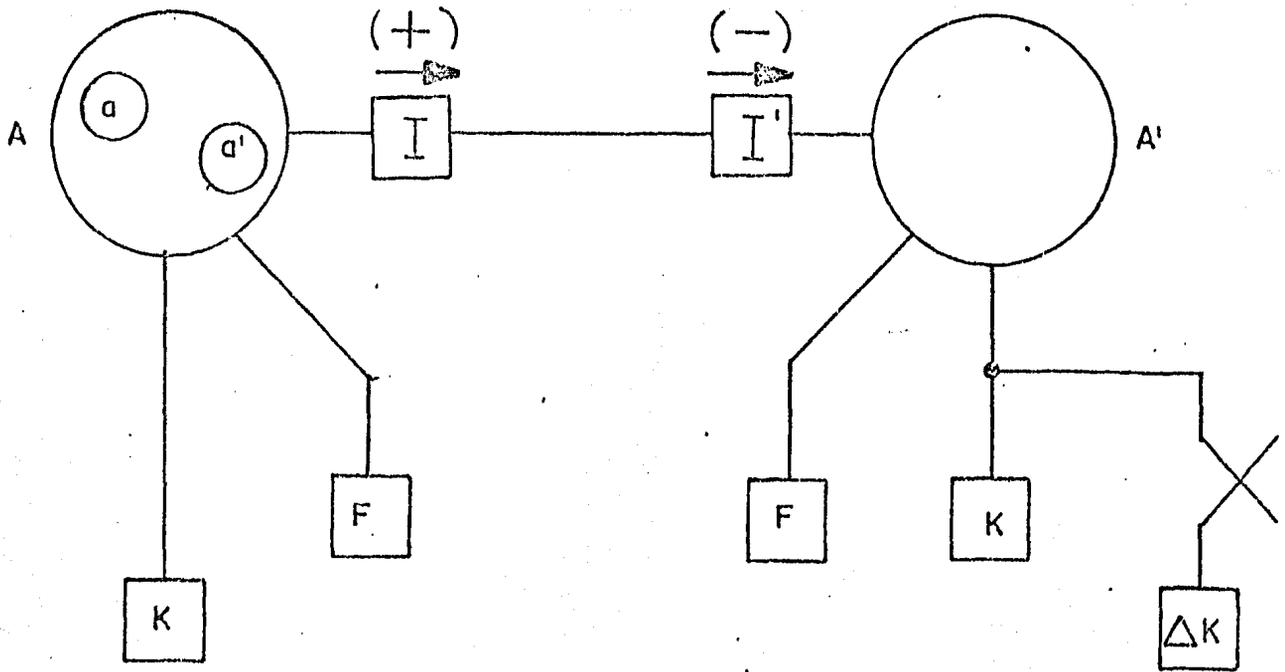


Fig. 6
 Sistema interconectado, constituido por dos áreas de control A y A', una de las cuales esta compuesta por varias unidades generadoras.

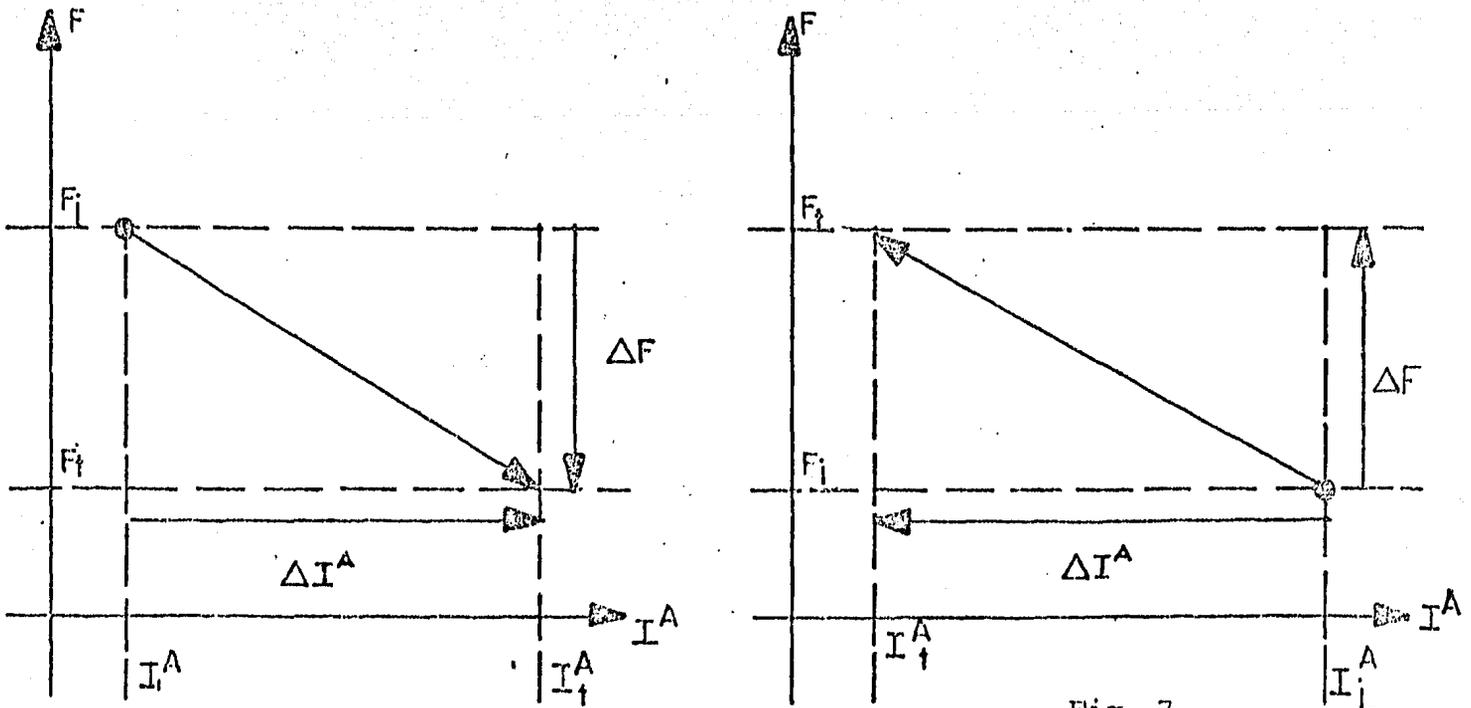


Fig. 7
 Representación gráfica de los intercambios de potencia observados entre dos áreas A y A' para diferentes condiciones.

$$\bar{I}_i^A = \bar{I}_i^{A'} \quad ; \quad \sum K_i = \sum G_i$$

veamos que ocurre en el tiempo de t_i a t_t .

Ahora en el tiempo t_t aparece un ΔC y un ΔF . Para facilitar la explicación vamos a suponer que $\Delta K = 0$. Si C_A es mayor que cero, entonces el error en esta area es menor que cero y se necesita aumentar generacion.

La suma de las generaciones de todas las unidades del area A, esto es la generación total, es

$$\Delta G^A = \sum \Delta G^U$$

y la característica de generacion para la misma area,

$$N_G^A = \sum N_G^U = \frac{\Delta I^A}{\Delta F}$$

En cuanto al area A', se cumplen las siguientes expresiones analogas,

$$\Delta G^{A'} = \sum \Delta G^U \quad ; \quad N_G^{A'} = \sum N_G^U = \frac{\Delta I^{A'}}{\Delta F}$$

$$\Delta I^A + \Delta G^{A'} = \Delta K^A$$

De esa manera, el aumento de carga fue satisfecho por ambas zonas de control y esto debio ocurrir, cualesquiera que hayan sido las condiciones iniciales del sistema.

4.2.2. Relacion entre el cambio de frecuencia y la potencia de enlace.

Consideraremos cuatro casos factibles de presentarse en un sistema interconectado. Sea el sistema, ya mencionado, de la figura 5. Si la variacion de frecuencia es menor que cero, el incremento en el intercambio o en la potencia exportada por el area A es mayor que cero y el incremento de carga en A' es mayor que cero.

Si en cambio la variacion de frecuencia es positiva, la potencia exportada por el area es negativa y el cambio de carga es negativo. Lo anterior significa que en A' ha tenido lugar una disminucion de la carga y esta area envia

la generacion excedente a A. Estos ejemplos están ilustrados en las figuras 6 y 7.

El signo del intercambio, después de conocer el signo de F , es el que finalmente nos permite conocer en cual de las areas ha tenido lugar el cambio en la carga.

Una tercera posibilidad es que la variacion de frecuencia sea negativa y el incremento de potencia de intercambio correspondiente al area A sea negativo tambien. En este caso el cambio de carga es mayor que cero y ha tenido lugar en el area A.

La ultima posibilidad es que siendo ΔF y ΔI positivos, el cambio en la carga es negativo o sea ha tenido lugar una disminucion de esta en el area A.

Figuras 7 y 8

4.2.3. Obtencion del ACE

Vamos a determinar el parametro fundamental de control para los cuatro casos mencionados en el inciso anterior.

Consideremos la figura 4.8 y supongamos que se ha presentado un cambio de carga en la zona de control A'. Ya sabemos que en este caso A no interviene en el asunto.

Si $t = t_t$ y $F = F_t$, entonces $\Delta F < 0$ y, por consiguiente, $\Delta K > 0$.

Si la potencia de intercambio $P_I^A = I_t'$, en lugar de ser $P_I^A = I_t$, entonces eso significa que existe un error, dado por

$$\mathcal{E} = I_t' - I_t$$

el cual es menor que cero, porque $I_t' < I_t$, y la corrección debe ser positiva.

Si a la expresión del error le sumamos y restamos I_i , llegamos a

$$\mathcal{E} = (I_t' - I_i) + (I_i - I_t)$$

donde tambien $I_i < I_t$.

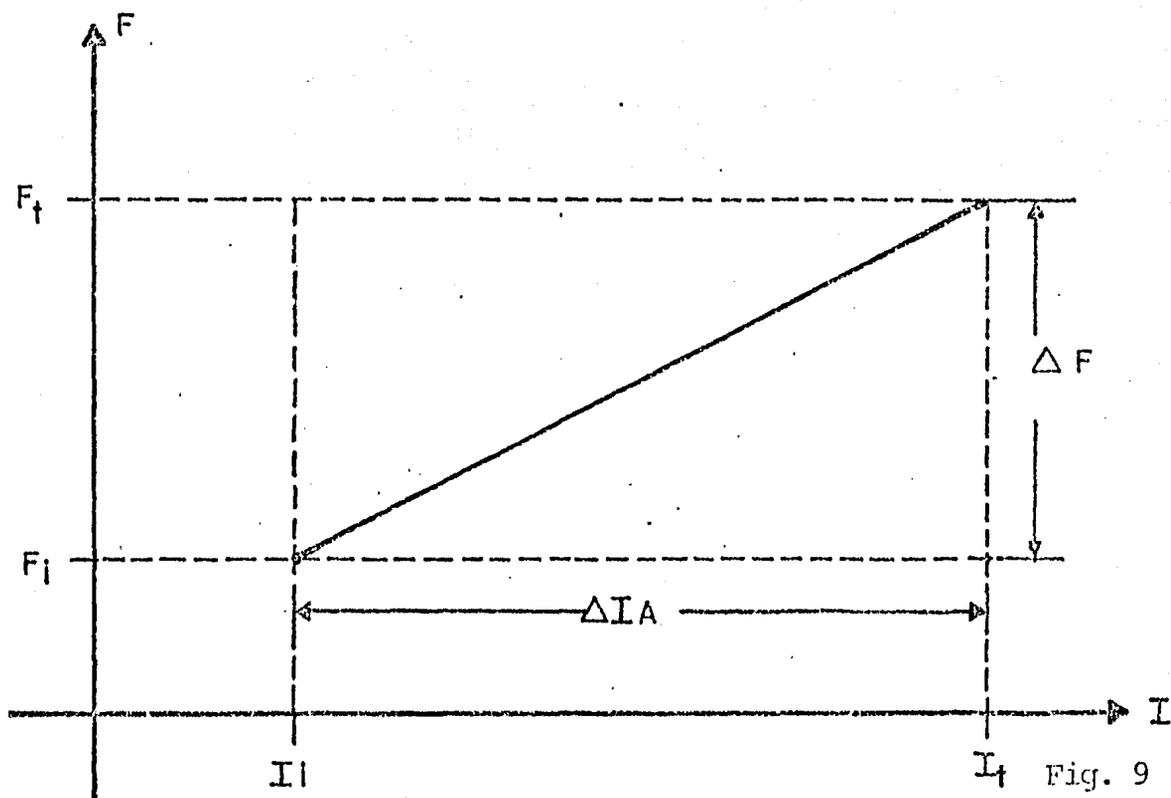
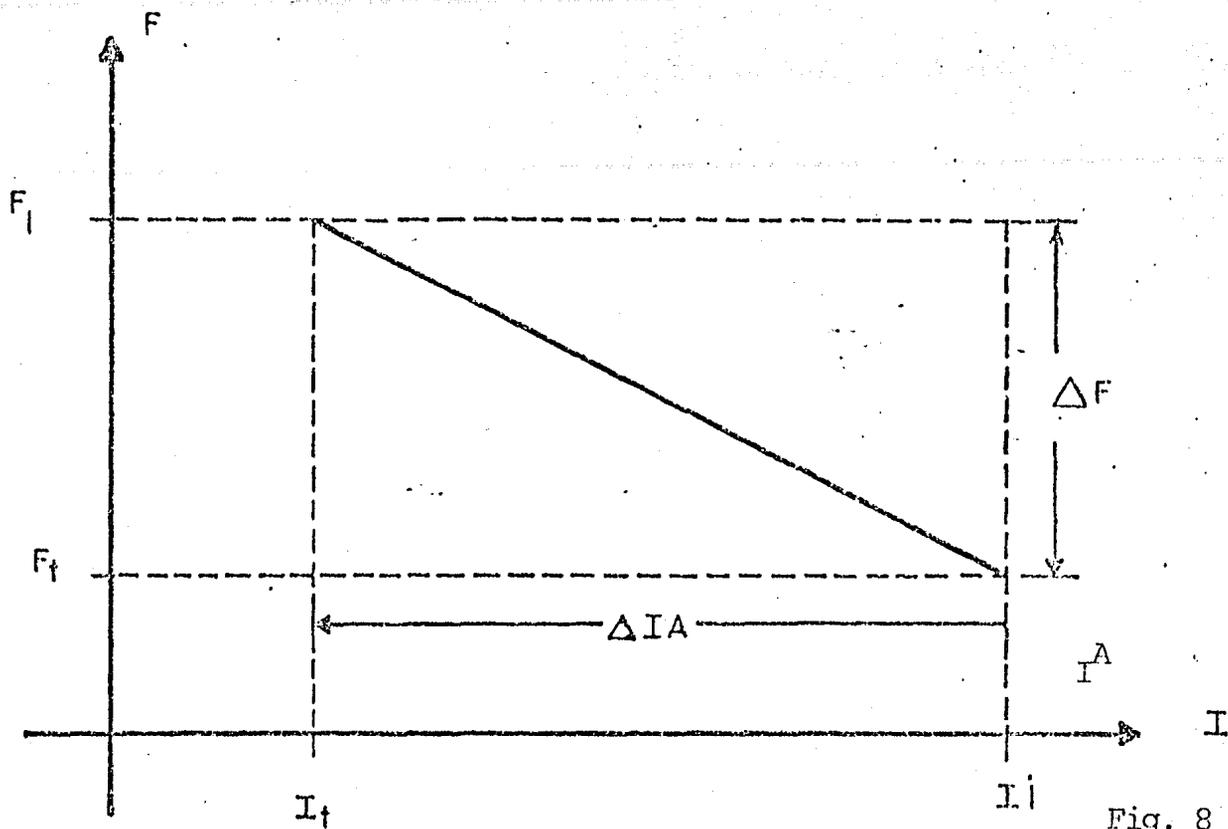


Ilustración Gráfica de los Intercambios de Potencia entre dos áreas, Λ y Λ' , de un sistema interconectado para diferentes condiciones de carga.

Al error,

$$\mathcal{E}_I = I'_t - I_i = -(I_i - I'_t) = -\bar{\mathcal{E}}_I$$

se le llama valor absoluto del error de intercambio, y asimismo, al error --
obtenido mediante la característica de generación del área en estudio, A,

$$N_G^A = \frac{\Delta G^A}{\Delta F} = \frac{I_t - I_i}{F_t - F_i} = - \frac{(I'_t - I_i)}{(F_i - F'_t)} = - \bar{N}_G^A$$

$$\mathcal{E}_F = I_i - I_t = -\bar{N}_G^A (F_i - F_t) = -\bar{\mathcal{E}}_F$$

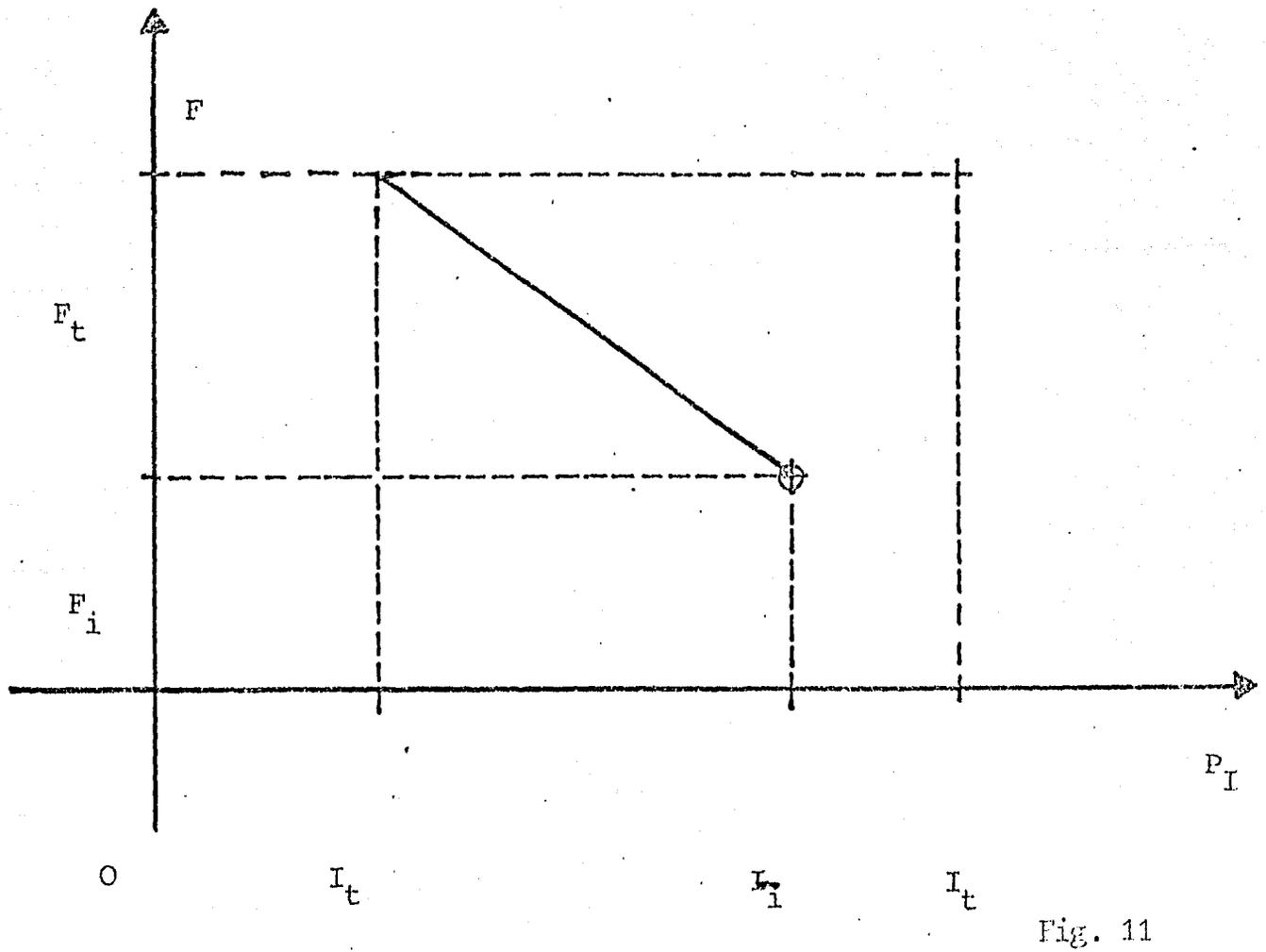
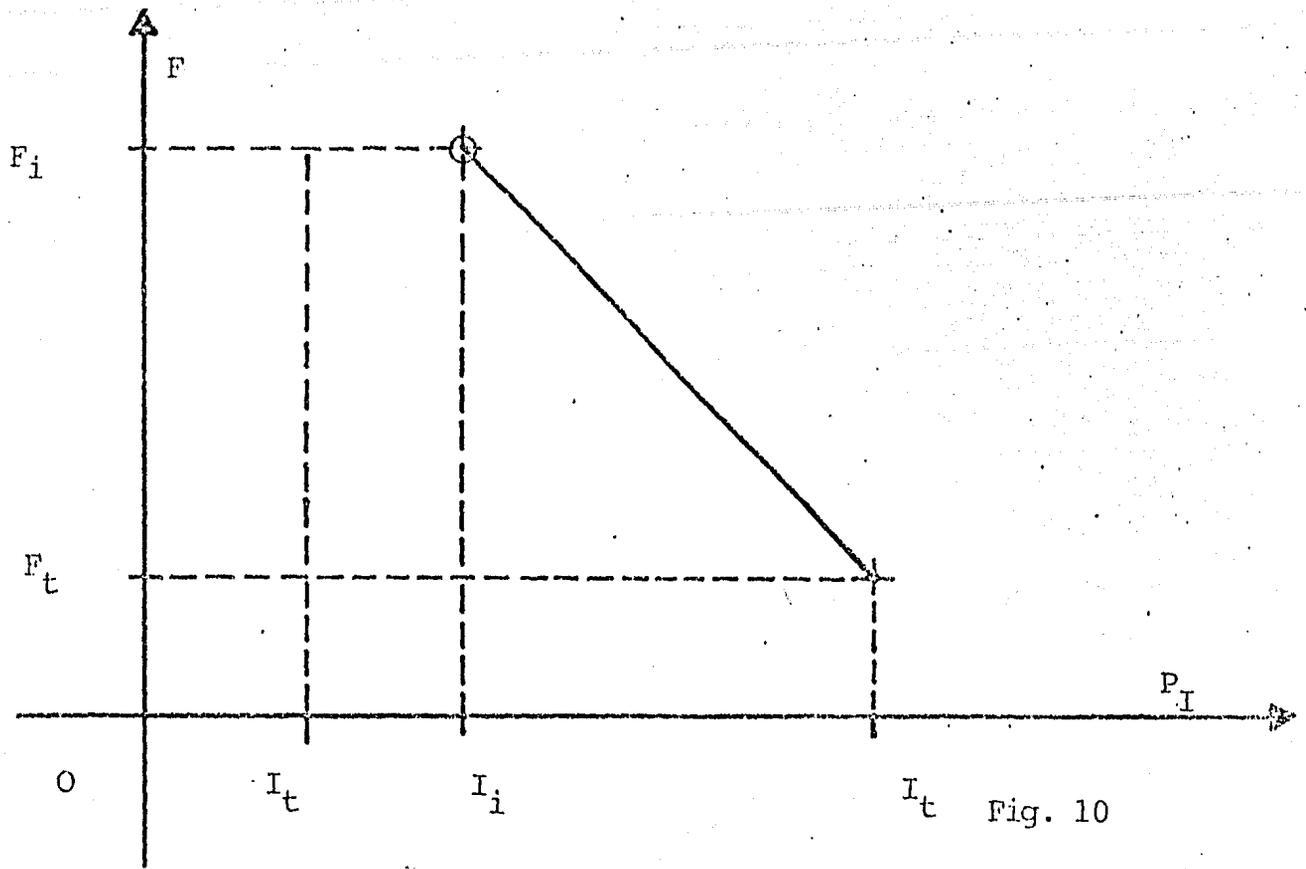
se le denomina valor absoluto del error de frecuencia.

De esa manera, el parámetro fundamental de control, esto es el ACE, --
está dado por la suma del error de intercambio y el error de frecuencia.

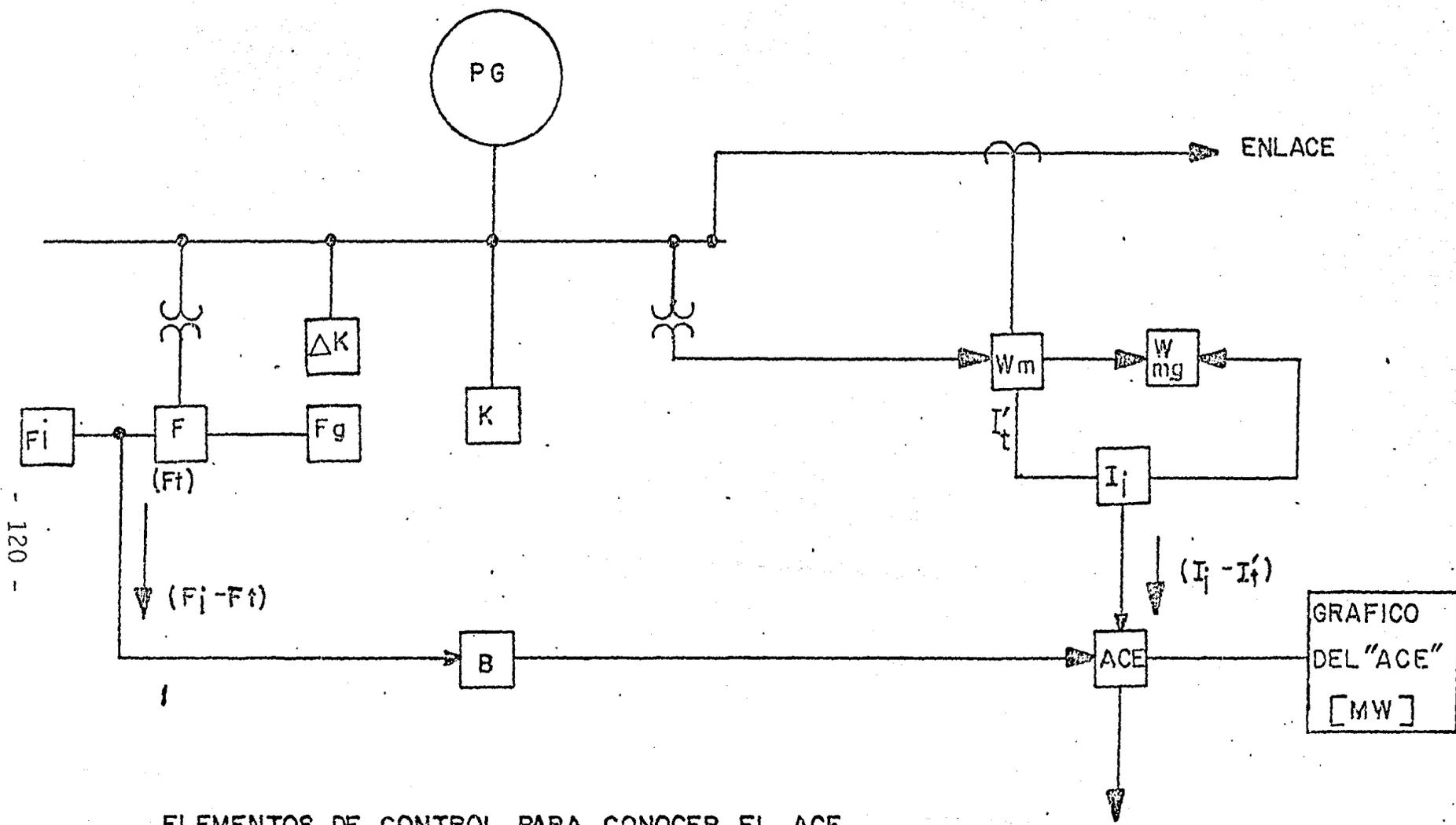
$$\mathcal{E} = (-\bar{\mathcal{E}}_I) + (-\bar{\mathcal{E}}_F) = -(\bar{\mathcal{E}}_I + \bar{\mathcal{E}}_F) = -\overline{ACE}$$

También puede ser expresado, para el caso que estamos considerando, y --
con $N_K = 0$, mediante la fórmula

$$ACE = - [(I_i - I'_t) + \bar{N}_G^A (F_i - F_t)]$$



Características de generación del área Λ , cuando ocurre una perturbación en Λ' .



ELEMENTOS DE CONTROL PARA CONOCER EL ACE

MANDO A LAS MAQUINAS

Ejemplo

Consideremos dos áreas enlazadas, A y A', componentes de un sistema de energía eléctrica, las cuales presentan el mismo valor de estatismo, $E_A = E_{A'} = 5\%$ y con una capacidad instalada de operación de 1000 y 100000 [MW], respectivamente. La generación conectada o potencia inicial es de 900 [MW], en el área A, y de 90000 [MW], en A'.

Calcularemos todos los cambios que tienen lugar en el sistema global cuando en la zona de control A hace su aparición, repentinamente, un incremento de carga $C = 100$ [MW].

Solución

a) Primero determinaremos la regulación del sistema. Las características de generación son:

$$N_{GA} = \left(\frac{1}{R}\right)_A = \frac{C_{IO}}{E} \left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})} \right] = \frac{1000}{5} = 200 \left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})} \right]$$

$$N_{GA'} = \left(\frac{1}{R}\right)_{A'} = \frac{100,000}{5} = 20,000 \left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})} \right]$$

Las características de la carga en las dos áreas afectadas son:

$$D'_A = \frac{P_f}{100} = \frac{900 + 100}{100} = 10 \left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})} \right]$$

$$D'_{A'} = \frac{90,000 + 0}{100} = 900 \left[\frac{\text{MW}}{\%(\text{F})} \right]$$

Para obtener esta última característica hemos considerado que la relación de incremento de potencia, en [%], es igual a la relación de incremento de potencia, por lo cual $N_K = 1.0$.

b) La variación de la frecuencia es

$$\Delta F_S = \frac{\Delta C}{\left(\frac{1}{R} + D\right)_S} = \frac{100}{(20,200 + 910)} = 0.004737 \left[\frac{\%(\text{F})}{\%(\text{F})} \right]$$

$$\Delta F_S = \frac{0.004737}{100} \times 60 = 0.002842 \text{ [Hz]}$$

c) Los incrementos en la potencia generada pueden ser conocidos ahora,

$$\Delta P_{GA} = \left(\frac{1}{R}\right)_A (\Delta F) = (200)(0.004737) = 0.94742 \text{ [MW]}$$

$$\Delta P_{GA'} = \left(\frac{1}{R}\right)_{A'} (\Delta F) = (20,000)(0.004737) = 94.742 \text{ [MW]}$$

d) La disminución en la carga es obtenida en ambas áreas de la siguiente manera:

$$\Delta P_{CA} = D(\Delta F) = (10)(0.004737) = 0.04737 \text{ [MW]}$$

$$\Delta P_{CA'} = (900)(0.004737) = 4.2633 \text{ [MW]}$$

e) la generación resultante presenta los siguientes valores:

$$P_{GNA} = P_{Gi} + \Delta P_G = 900 + 0.94742 = 900.94742 \text{ [MW]}$$

$$P_{GNA'} = 90,000 + 94.742 = 90,094.742 \text{ [MW]}$$

f) la carga resultante, es por otra parte, calculada así:

$$P_{CNA} = C_i + \Delta C + \Delta P_C = 900 + 100 - 0.04737 = 999.9527 \text{ [MW]}$$

$$P_{CNA'} = 90,000 - 4.2633 = 89,995.737 \text{ [MW]}$$

g) Ahora determinamos la diferencia entre los incrementos de generación y de carga, en el sistema

$$P_{RA} = P_{GN} - P_{CN} = (P_{Gi} + \Delta P_G) - (C_i + \Delta C - \Delta P_C) = P_G - \Delta C + \Delta P_C = \\ = 0.94742 + 0.04737 - 100 = -99.0052 \text{ [MW]}$$

$$P_{RA'} = P_G - \Delta C + \Delta P_C = 94.742 - 0 + 4.2633 = 99.0035 \text{ [MW]}$$

Con estos valores calculados, estamos en la mejor capacidad de obtener el error de control de área, para cualquiera de las que componen nuestro sistema, A y A', mediante la expresión y el cálculo siguientes:

$$\overline{ACE}^A = P_R - \left(\frac{1}{R} + D\right) (\Delta F) = -99.0052 - (210)(0.004737) = -100.00018 \\ \approx -100.00 \text{ [MW]}$$

$$\overline{ACE}^A = 99.0035 - (20.900)(0.004737) = 99.0035 - 99.0035 = 0 \text{ [MW]}$$

Este error, para cualquiera de las áreas, ha sido determinado considerando que el sistema está realizando su operación en estado estable.

El resultado obtenido para el ACE del área A significa que el control debe corregir 100 [MW] en el área afectada por la perturbación, aumentando la

generacion en la misma cantidad dentro de esa zona de control. Asimismo, se ve que el control del área A' no necesita actuar, porque no existe en esta área ningún error.

En el cuadro 2 aparecen tabulados todos los resultados que obtuvimos en el desarrollo del presente ejemplo, para que puedan ser objeto de comparaciones y resúmenes den cuanto a las condiciones iniciales del sistema y a las consecuencias de la perturbación aparecida.

C U A D R O 2

CONDICIONES INICIALES	AREA A	AREA A'	AREA(A +A')
Capacidad Instalada (CIC) [MW]	1,000	100,000	101,000
Potencia Inicial [MW]	900	90,000	90,900
Cambio de Carga [MW]	100	0	100
RESULTADOS CALCULADOS			
Carga Final [MW]	1,000	90,000	91,000
(1/R) $\left[\frac{MW}{\% (F)} \right]$	200	20,000	20,200
(D) $\left[\frac{MW}{\% (F)} \right]$	10	900	910
Incremento de frecuencia = 0.004737 % (F) = 0.002842 Hz			
Incremento de Potencia [MW]	0.94742	94.742	95.68942
Incremento de Carga [MW]	0.04737	4.6233	4.31067
Generación nueva [MW]	900.94742	90094.742	90995.68947
Carga nueva [MW]	999.9527	89995.737	90995.6897
(Generación-Carga) [MW]	-99.0052	99.0035	0
Error de Area ACE [MW]	-100	0	-100

CUADRO 2

Condiciones iniciales	Area A	Area A'	Area (A + A')
Capacidad Instalada (CLO) [MW]	1,000	100,000	101,000
Potencia Inicial [MW]	900	90,000	90,900
Cambio de Carga [MW]	100	0	100
Resultados Calculados			
Carga final [MW]	1,000	90,000	91,000
$\left(\frac{1}{R}\right) \left[\frac{MW}{\%(F)}\right]$	200	20,000	20,200
(D) $\left[\frac{MW}{\%(F)}\right]$	10	900	910
Incremento de frecuencia = 0.004737 [% (F)] = 0.002842 [Hz]			
Incremento de potencia [MW]	0.94742	94.742	95.68942
Incremento de carga [MW]	0.04737	4.6233	4.31067
Generación nueva [MW]	900.94742	90094.742	90995.68942
Carga nueva [MW]	999.9527	89995.737	90995.6897
(Generac.-Carga) [MW]	-99.0052	99.0035	0
Error de Area ACE [MW]	-100	0	-100

generación en la misma cantidad dentro de esa zona de control. Asimismo, se ve que el control del área A' no necesita actuar, porque no existe en esta área ningún error.

En el cuadro 2 aparecen tabulados todos los resultados que obtuvimos en el desarrollo del presente ejemplo, para que puedan ser objeto de comparaciones y resúmenes en cuanto a las condiciones iniciales del sistema y a las consecuencias de la perturbación aparecida.

4.3 Error de Control de la Unidad, UCE

4.3.1. Definición del UCE

Hasta aquí hemos estudiado el error de control de área, ACE, con el objeto de, mediante este parámetro, conocer el comportamiento del sistema durante alguna alteración de la carga, y de esa manera poder controlar el sistema, en forma automática o manual, más acertadamente.

En realidad, el error de área nos sirve de indicador para saber si estamos cumpliendo a cabalidad con la potencia de carga del sistema, y en caso de que no estemos de acuerdo con ese fin, el ACE se encarga de aumentar o disminuir la generación, según convenga.

En un sistema de potencia compuesto por áreas interconectadas, el cual emplea un sistema de control automático, el control maestro mandará señales a las diferentes plantas generadoras, las cuales operan según impulsos de -- alimentación proporcionales al ACE. Para poder asignar una participación del error de control de área, proporcional a la capacidad de cada área, se ha desarrollado el concepto de error de control de la unidad o UCE. El UCE tiene por fin asignarle a cada unidad generadora un porcentaje de participación, en [M], al cual ésta puede responder según sus características, independientemente de otras unidades.

Si el porcentaje de participación [K] de todas las unidades del sistema, reguladas por control automático, suma 100%, se cumple que

$$ACE = \sum UCE$$

De acuerdo con las características del ACE, tendremos una variación en la generación total del sistema. Cada una de las áreas utilizará un porcentaje de participación, en cada caso.

4.3.2. Determinación de las expresiones para el UCE.

El error de control de la unidad recibe señales del ACE, y en base a ellas efectúa su operación. El UCE gobierna un motor de corriente directa, el cual gira para mover el control del regulador de velocidad.

Si consideramos la figura 13 por encima de la frecuencia programada, F_R , el ACE envía señales al UCE para que éste por medio del motor de C.D. ordene bajar generación, y de la misma manera, para valores inferiores a F_R , se ordena al regulador de velocidad subir la generación. Lo que se procura es recuperar la frecuencia F_R , cuando el incremento de carga es mayor o menor de cero.

Cuando hay un incremento de carga mayor que cero en el área A se presenta un error en la misma, y el error de área ordena al UCE de la unidad a que actúe. El ACE se reparte entre todas las unidades generadoras del área correspondiente, aunque no necesariamente en partes iguales sino siguiendo un criterio económico.

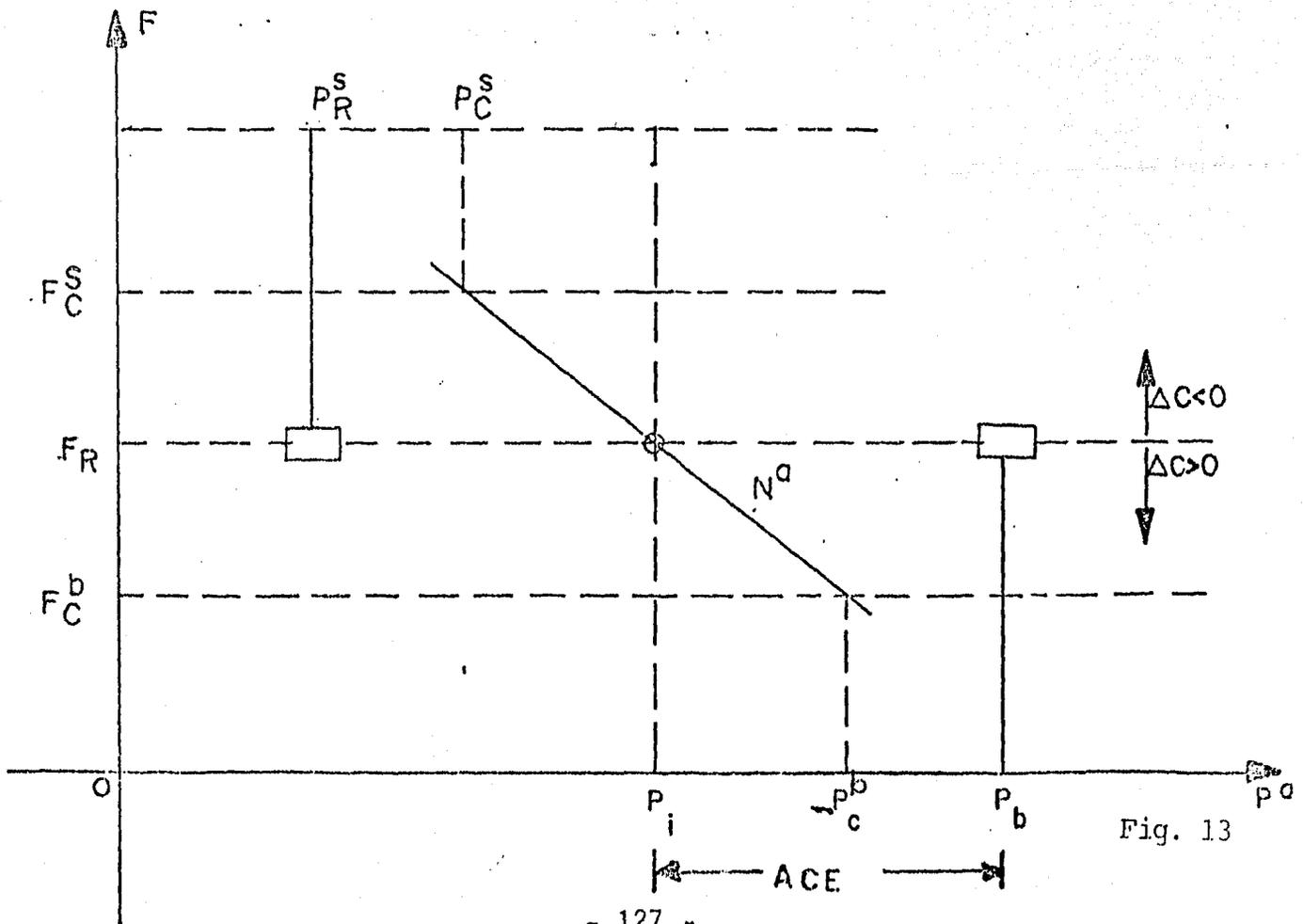
A la potencia P_R^b se le llama potencia deseada en términos del ACE, o potencia programada, y a P_C^b se le denomina potencia actual y es la que produce el regulador de velocidad, al presentarse la variación de la carga. La potencia P_R^b puede ser mayor, igual o menor que la P_C^b , y también puede ser igual o mayor que P_i . En la figura 13, la parte comprendida entre P_i y P_R^b es la región de operación del ACE, para el área en cuestión. El punto de coordenadas (P_R^b, F_R) se fija a criterio propio.

El hecho de que el UCE de la unidad a sea positivo, significa que es necesario aumentar la potencia generada para satisfacer el aumento de carga surgido. Sin embargo el UCE no especifica cuánta potencia tiene que dar cada máquina, sino que debe ser el control del área el que indique hasta cuál nivel

será aumentada o disminuida la generación.

Otro elemento que es necesario consideramos el control para despacho económico de carga. DEC, del cual depende que las unidades suministren la cantidad de generación que demanda el ACE. Puede ocurrir que el ACE mande a todas las unidades del área subir su generación y que sin embargo una o varias de ellas no lo hagan porque el DEC ha determinado que eso resultaría perjudicial desde el punto de vista económico. En general es el control de DEC el cual fija el valor apropiado para la potencia deseada P_R^b .

Consideremos el caso en que ha habido una disminución de la carga en el área A. La potencia P_R^s es menor que la potencia P_i , de manera que tenemos la transformación



$$P_R^S - P_i = (P_R^S - P_C^S) + (P_C^S - P_i)$$

La característica natural para la unidad a es, entonces

$$N^a = \frac{(P_C^S - P_i)}{(F_C^S - F_R)} = - \frac{(P_C^S - P_i)}{(F_R - F_C^S)} = -N^a$$

y la diferencia $P_C^S - P_i$, nos permite obtener la nueva fórmula del error de control para la unidad a:

$$P_C^S - P_i = N^a \times (F_R - F_C^S)$$

$$E^a = P_R^S - P_C^S + N^a (F_R - F_C^S) = -UCL^a$$

Si el error de control de la unidad a, E^a , es mayor que cero se requiere aumentar la generación, o sea una acción positiva. Expresando la diferencia

$$P_R^b - P_i \text{ como}$$

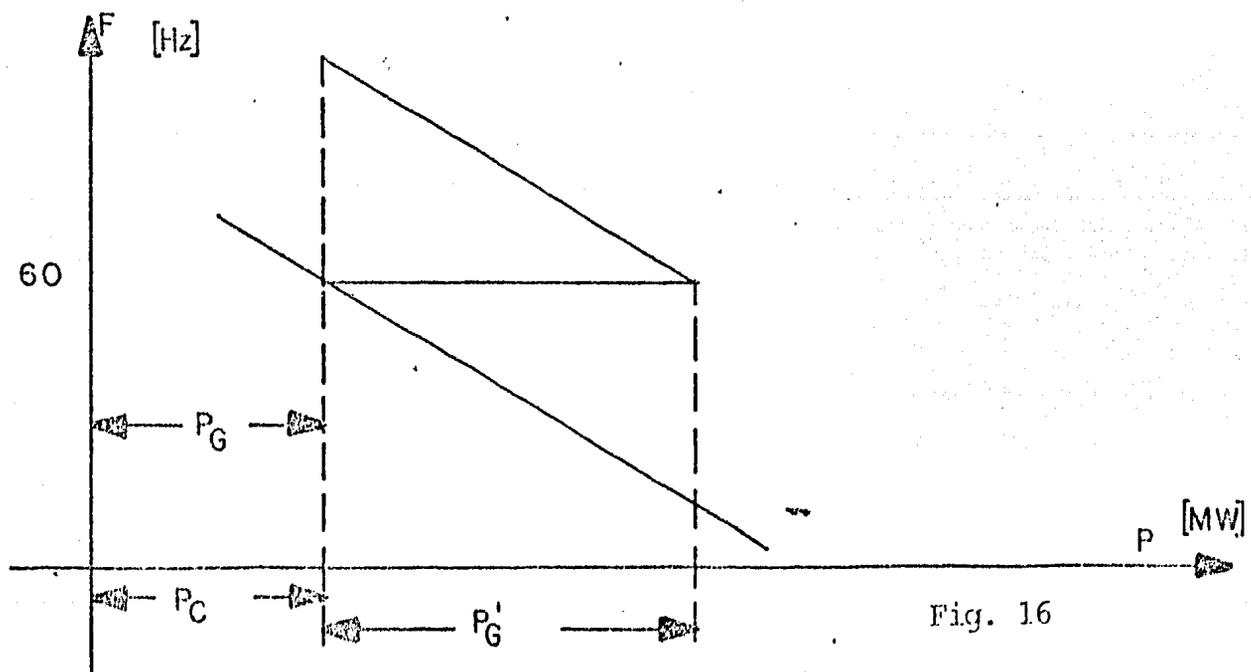
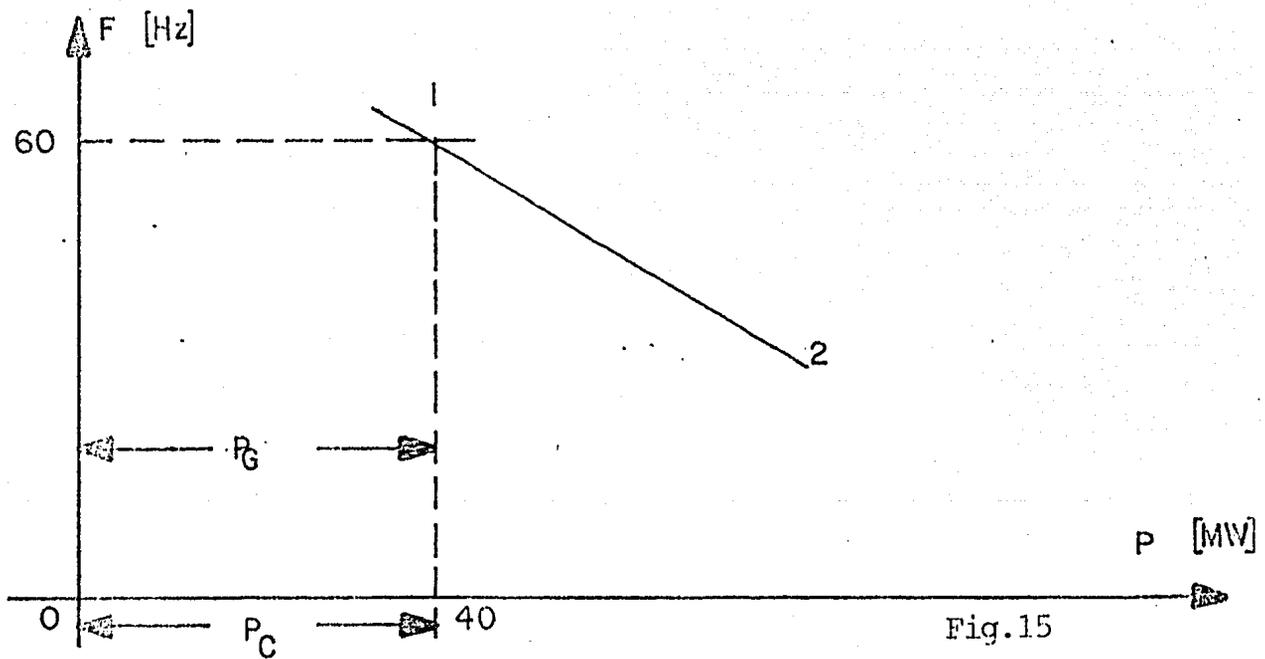
$$P_R^b - P_i = (P_R^b - P_C^b) + (P_C^b - P_i)$$

y observando que la característica natural de la unidad a es

$$N^a = \frac{(P_C^b - P_i) > 0}{(F_C^b - F_P) < 0} = \frac{P_C^b - P_i}{F_R - F_C^b} = -N^a$$

podemos obtener, mediante la diferencia $P_C^b - P_i$, el error de control de la fase, unidad a:

Como, para que se establezca el sistema es necesario que la potencia generada sea igual a la carga, $P_G = P_C = 40$ [MW], y sin embargo al abrirse la válvula, manual o automáticamente, aumentó la potencia generada, hasta 60[MW] el regulador de velocidad rechaza la diferencia de 20[MW] siguiendo una característica paralela a la primera, hasta llegar a los 40[MW] deseados. La primera situación se observa en la figura 15. En la figura 16, la potencia demandada es igual a la producida por la máquina a, pero la frecuencia es mayor que la nominal.



DESPLAZAMIENTO DE LA CARACTERÍSTICA DE LA MAQUINA A

Ejemplo

Supongamos un área de un sistema que contiene tres unidades generadoras: a, b y c, las cuales se encuentran operando normalmente; para un aumento de carga de 80[MW] el ACE decide distribuirla de la siguiente manera:

La unidad a debe tomar el 40%, esto es $80 \times 0.4 = 32$ [MW] Esto significa que se debe correr la cremallera 30[mm].

Para la unidad b, el 50%: $80 \times 0.5 = 40$ [MW] la cremallera debe ser desplazada 50[mm].

La unidad c absorberá el 10%, o sea, $80 \times 0.10 = 8$ [MW] La cremallera será corrida 10[MW]

El error de control de área es igual a la suma de todos los UCE y debe resultar igual a un 100%, es decir

$$ACE^A = UCE^a + UCE^b + UCE^c = 0.4 + 0.5 + 0.1 = 1.0 \text{ [pu]}$$

o lo que es lo mismo

$$ACE = P_a + P_b + P_c = 32 + 40 + 8 = 80 \text{ [MW]}$$

Para determinar el incremento de P_a , suponemos primero que la máquina a es la que comienza su operación de control.

En figura 17 el punto H se alcanza cuando las tres unidades dan los 80[MW] Puede suponerse que cada máquina opera en un intervalo diferente de tiempo, pero, de hecho, las tres lo hacen simultáneamente.

Si decimos que la unidad a opera del tiempo t_1 al t_2 ; la unidad b acciona de t_2 a t_3 y que c realiza su acción de t_3 a t_4 , tenemos que en un tiempo inicial t_0 el wattmetro marca la cantidad P_c , en el tiempo t_2 , marca $P_c + P_a$ y en t_3 indica $P_c + P_a + P_b$.

Si observamos la figura 18, la unidad a se encargó de suministrar todo el ACE, al irse abriendo poco a poco.

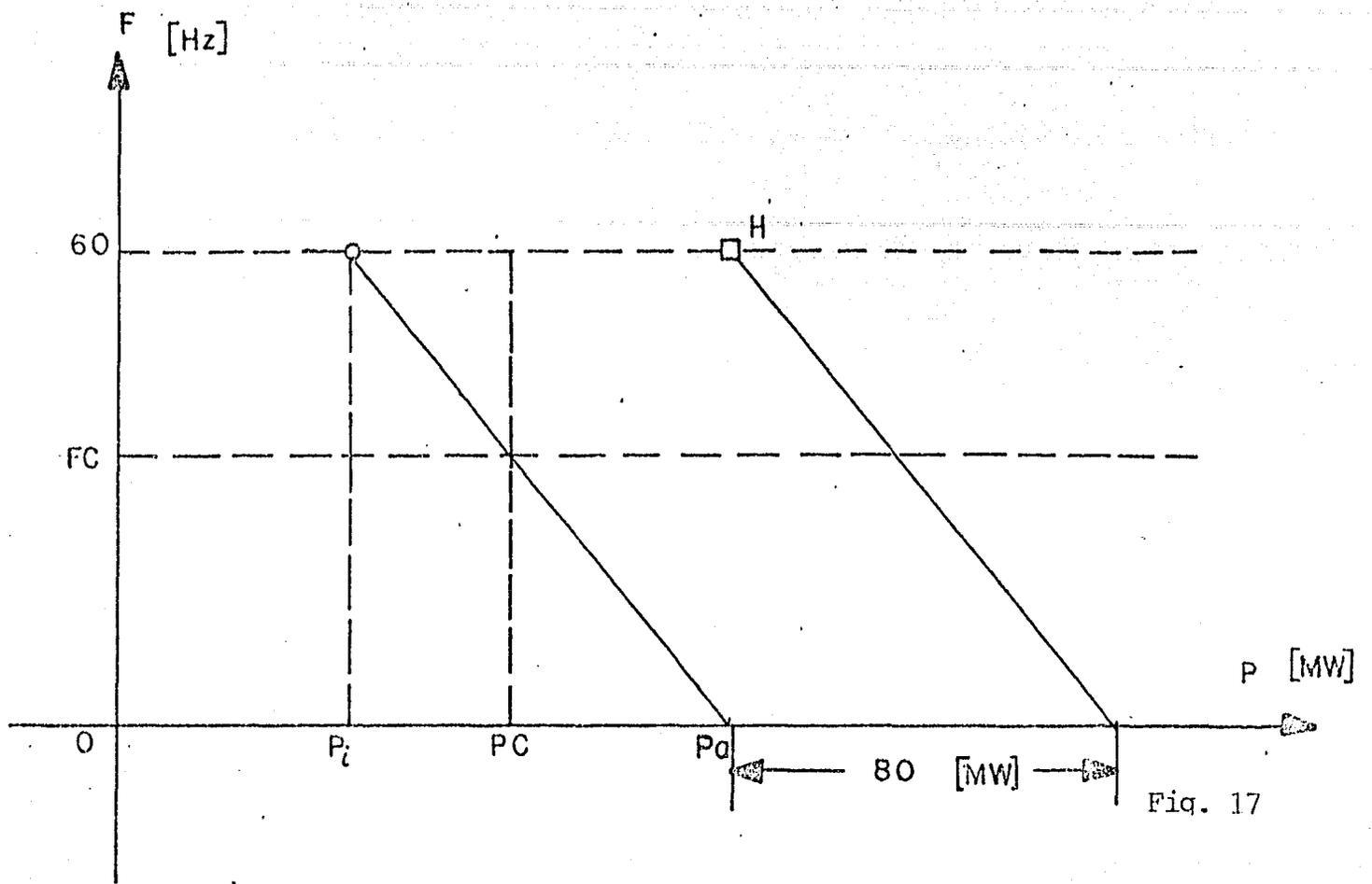


Ilustración del ejemplo 4.4

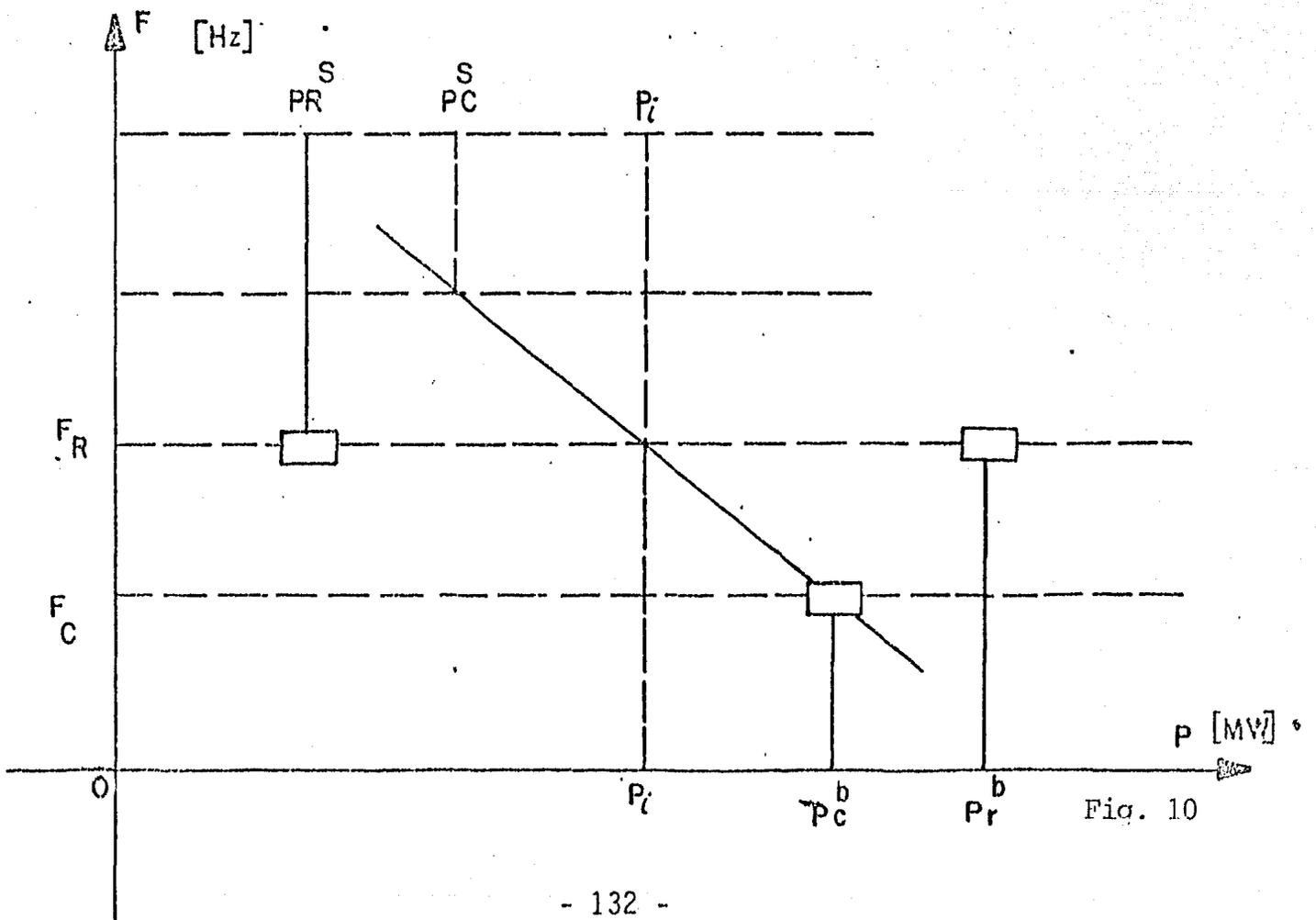


Ilustración del ejemplo 4.4

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

- 1.- Adame Miranda, Julián A.: Control Automático de Sistemas Eléctricos de Potencia.
U.N.A.M. México D.F., Tesis Profesional, 1972
- 2.- Atkins, E.M.: "Planning and Load Characteristics on Electric Transmission and Distribution"
New York, U.S.A. McGraw-Hill Book Company, 1954.
- 3.- Baptidanov, L. and Tarasov, V.: Power Stations and Substations.
Moscu, U.R.S.S. Peace Publishers.
- 4.- Bowen, Dale W.: "Course Notes on Power Systems, Interconnections"
Iowa State University, U.S.A, IEEE, June/July 1974.
- 5.- Carpentier, M.J.: Contribution a l'Etude du Dispatching Economique.
Direction des Etudes et Recherches d'Electricité de France, Francia, Agosto 1962.
- 6.- Chester, Dawes L.: Tratado de Electricidad, Corriente Alterna.
Barcelona, España, Editorial Gustavo Gili, S.A. 1971
- 7.- Electrical Transmission and Distribution. Reference Book
Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, Penn, U.S.A. 1964
- 8.- Elgrd, Olle I.: Electric Energy Systems Theory: An Introduction
U.S.A. McGraw-Hill Book Company, 1971
- 9.- Fitzgerald, Kinsley, Kusko: Electric Machinery.
Tokio, Japón, McGraw-Hill Book Company, 1971.
- 10.- Gourishankar, Vembu: Conversión de Energía Electromecánica
México D.F., Representaciones y Servicios de Ingeniería, S.A. International Textbook Company, 1969.
- 11.- Johansson, Karl Erik: Le Reglage de Tension des Machines Synchrones"
Bruselas, Belgica. Societe Belge d'Electricite ASEA, 1959.
- 12.- Oh, Y.S.: "An Application of the Discrete Maximum Principle to the Most Economical Power-System Operation"
U.S.A 1966.
- 13.- "Present Practices in the Economic Operation of Power Systems"
U.S.A., IEEE Committee Report, 1970.
- 14.- Sotskov, B.: Fundamentos de la Teoría y del Cálculo de Fiabilidad.
Moscu, U.R.S.S. Editorial Mir, 1972.

- 15.- Stevenson, William D.: Elements of Power System Analysis. Tokio, Japón, McGraw-Hill Kogakusha, Ltd. 1962
- 16.- Viqueira Landa, Jacinto: Redes Eléctricas, Primera Parte. México D.F., Representaciones y Servicios de Ingeniería, S.A., 1973.
- 17.- Viqueira Landa, Jacinto. Redes Eléctricas, Segunda Parte. México D.F., Representaciones y Servicios de Ingeniería, S.A. 1973.