

CORPORACIÓN “CENACE”

CURSO DE POSGRADO:

**“OPERACIÓN DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA”**

MODULO VIII

REGULACIÓN DE FRECUENCIA



**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN
INSTITUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Quito, Ecuador, julio del 2001.

MODULO VIII

REGULACIÓN DE FRECUENCIA

Autor: Ing. Delia Graciela Colomé
Co-Autor Dr.-Ing. Eduardo Orduña

INSTITUTO DE ENERGIA ELECTRICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN



CURSO DE POSGRADO: “OPERACIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”

MODULO VIII: “REGULACIÓN DE FRECUENCIA”

**INSTITUTO DE ENERGIA ELECTRICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN**

INDICE DE CONTENIDO

I. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA

- 1. Fundamentos de la Regulación de Velocidad**
- 2. Respuesta de la carga a desviaciones de frecuencia**
- 3. Relación entre Velocidad Angular y Frecuencia Eléctrica**
- 4. Regulador de velocidad sincrónico (a velocidad constante)**
- 5. Reguladores de Velocidad con Estatismo de Velocidad**
- 6. Unidades Generadoras Participantes de la RPF**

II. REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

- 7. Control de la Potencia del Generador**
- 8. Fundamentos del Control Automático de Generación (AGC)**
- 9. Implementación del AGC**
- 10. Desconexión de cargas**
- 11. Reserva para regulación de frecuencia**

III. REGULACION TERCIERA DE FRECUENCIA



REGULACIÓN DE FRECUENCIA

INTRODUCCION

Para lograr una operación satisfactoria de un sistema de potencia, la frecuencia debe permanecer aproximadamente constante. El control cerrado de la frecuencia asegura constancia en la velocidad de motores sincrónicos y de inducción. La constancia de la velocidad es particularmente importante para lograr un desempeño satisfactorio de las unidades de generación ya que son altamente dependientes del desempeño de todos los servicios auxiliares asociados. Una caída considerable en la frecuencia en una red trae como consecuencia corrientes elevadas de magnetización en motores de inducción y transformadores. El uso extensivo de relojes eléctricos y el uso de la frecuencia para otras aplicaciones de temporización requieren el mantenimiento preciso del tiempo sincrónico lo cual es proporcional a la integral de la frecuencia. Por lo tanto, no sólo es necesario regular solo la frecuencia sino también su integral.

La frecuencia de un sistema es dependiente del balance de la potencia activa. Como la frecuencia es un factor común de todo el sistema, un cambio en la demanda de potencia activa en un punto se refleja en todo el sistema como un cambio en la frecuencia. Debido a que hay varios generadores suministrando potencia al sistema, deben proveerse algunos medios para distribuir los cambios de carga en todas las unidades. El regulador de velocidad en cada unidad de generación provee una función de control primario de velocidad, mientras que un control suplementario o secundario en operación en el centro de control distribuye el requerimiento de generación.

En un sistema interconectado con dos o más áreas controladas en forma independiente, además del control de frecuencia, la generación dentro de cada área tiene que ser controlada de tal forma para mantener el intercambio de potencia planificado.

II. REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA (RPF)

Actúa a nivel de la unidad de generación y comprende la acción automática de los reguladores de velocidad. Su función principal es tratar de modificar automáticamente la generación en forma rápida absorbiendo los desbalances de potencia provocados por perturbaciones en el sistema (variaciones de la demanda o salidas de servicio intempestivas de generadores).

Características:

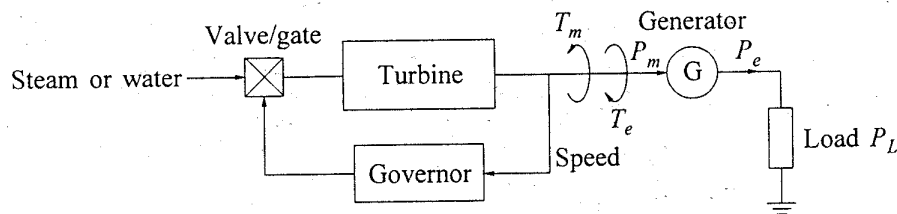
- Debe ser una acción de control rápida tendiente a equilibrar los apartamientos de generación respecto del despacho previsto, producidos principalmente por los requerimientos variables de la demanda.
- Es una acción de control local, cada unidad dispone de un regulador de velocidad, que controla la velocidad de rotación en el eje del generador y actúa sobre las válvulas de admisión de vapor a la turbina en las centrales térmicas turbo vapor, en válvula de admisión de combustible en las térmicas turbo gas y en los distribuidores (controlan el caudal y dirección del flujo de agua) en las centrales hidráulicas.
- Es un control de característica proporcional. Luego de su actuación queda una desviación de frecuencia que asegura la distribución de la variación de carga entre las distintas unidades.
- La actuación de la RPF es rápida, utiliza reserva rotante de segundos para reestablecer el balance de potencia, su acción se debe completar en menos de 30 segundos



- Las unidades deben ser capaces de tomar y liberar carga rápidamente
- La unidad, por estar sometida a solicitudes continuas de mayor y menor generación, debe satisfacer requerimientos técnicos exigentes y disponer de una habilitación especial.
- Las unidades deben tener disponibilidad de reserva rotante para modificar rápidamente su generación. Margen de reserva rotante para RPF: 5% en las térmicas, 10 % en las hidráulicas, por la velocidad de actuación.

1. Fundamentos de la Regulación de Velocidad

Se presentan los conceptos básicos de la regulación de velocidad considerando una unidad de generación aislada suministrando una carga local.



T_m : torque mecánico

T_e : torque eléctrico

P_m : potencia mecánica

P_e : potencia eléctrica

P_L : potencia de carga

Fig 1: Esquema de regulación de velocidad

Respuesta del generador a los cambios de carga

Cuando hay un cambio de carga, este se refleja inmediatamente como un cambio del torque eléctrico T_e del generador. Esto causa un desbalance entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica que resulta en una variación de velocidad determinada por la ecuación de movimiento. La siguiente función de transferencia representa la interrelación entre velocidad del rotor como función de los torques eléctrico y mecánico.

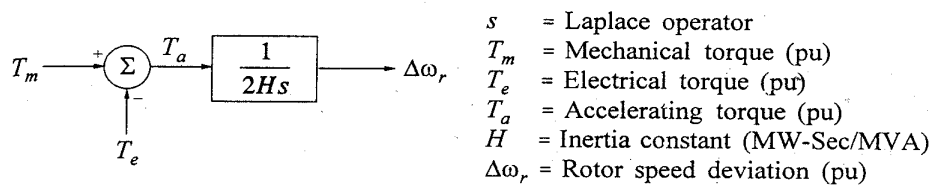


Fig. 2 Función de transferencia relacionando velocidad y torque

Para estudios de carga-frecuencia, es preferible expresar la relación anterior en términos de potencia mecánica y eléctrica antes que en torque. La ecuación de movimiento representa la relación entre la velocidad del rotor como función de las potencias eléctrica y mecánica.

$$P = \omega_r T \quad (1)$$

Considerando una pequeña desviación de los valores iniciales se puede escribir:



$$\begin{aligned}
 P &= P_0 + DP \\
 T &= T_0 + DT \\
 w_r &= w_0 + Dw_r
 \end{aligned}
 \quad (2)$$

De la ec. 1:

$$P_0 + DP = (w_0 + Dw_r)(T_0 + DT)$$

La relación entre los valores perturbados, despreciando los términos de orden superior es:

$$DP = w_0 DT + T_0 Dw_r \quad (3)$$

y por lo tanto

$$DP_m - DP_e = w_0 (DT_m - DT_e) + (T_{m0} - T_{e0}) Dw_r \quad (4)$$

En estado estacionario, los torques mecánicos y eléctricos son iguales,

$T_{m0} = T_{e0}$. Luego con la velocidad expresada en pu, $w_0 = 1$; por lo tanto,

$$DP_m - DP_e = DT_m - DT_e \quad (5)$$

La fig. 2 puede ser expresada ahora en términos de variaciones de la potencia mecánica y eléctrica ΔP_m y ΔP_e como sigue:

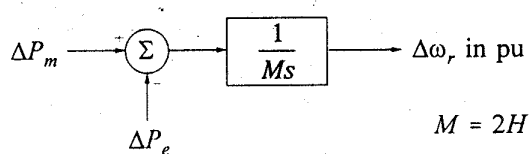


Fig. 3 Función de transferencia relacionando velocidad y potencia

$$Pa = P_m - P_e = 2H \frac{dw}{dt}$$

Pa: potencia acelerante

El desequilibrio entre potencia mecánica y potencia eléctrica de carga es el que produce una variación en la velocidad.

si $Pa < 0$ la velocidad del rotor ω disminuye

si $Pa > 0$ la velocidad del rotor ω aumenta

Este cambio de potencia eléctrica requerido por la carga es suministrado en forma instantánea por la variación de la energía cinética de las masas rotantes.

$$\text{Energía cinética} = W \omega^2 / f^2$$



2. Respuesta de la carga a desviaciones de frecuencia

En general la carga de un sistema eléctrico es una combinación de una gran variedad de dispositivos eléctricos.

En las cargas resistivas de iluminación y calefacción la potencia eléctrica es independiente de la frecuencia. En las cargas motóricas como bombas y ventiladores la potencia eléctrica cambia con la frecuencia debido a los cambios de velocidad.

La característica de dependencia de las cargas con la frecuencia se expresa como:

$$DP_e = DP_L + DD\omega_r \quad (6)$$

ΔP_L : cambio de carga no sensible a la frecuencia

$D \Delta\omega_r$: cambio de carga dependiente de la frecuencia

D: factor de autorregulación de las cargas.

El factor de autoregulación expresa como un porcentaje de cambio en la carga para un porcentaje de cambio en la frecuencia. Son valores típicos de D

$$1 < D < 2$$

D = 2 significa que un 1% de variación de la frecuencia produce que la carga varíe el 2%. En la fig. 4 se muestra el diagrama de bloques del sistema incluyendo el efecto de la amortiguación de la carga.

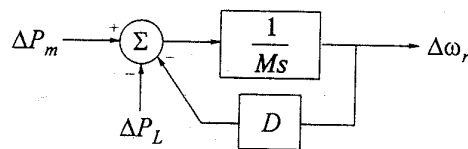


Fig. 4

Esto puede reducirse a la forma mostrada en la fig. 5.

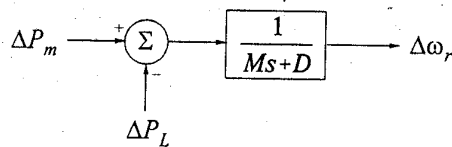


Fig. 5

Ante la ausencia de control de velocidad (potencia mecánica constante), la respuesta del sistema a los cambios de carga está determinada por la constante de inercia y la constante de amortiguamiento. La desviación de velocidad de estado estacionario es tal que el cambio en la carga es compensado exactamente por la variación en la carga debido a la sensibilidad de la frecuencia.

3. Relación entre Velocidad Angular y Frecuencia Eléctrica

ω_{nom} : velocidad angular eléctrica nominal = $2\pi f_n$

f_n : frecuencia nominal 50 Hz

$\omega_m nom$: velocidad angular mecánica nominal = ω_{nom} / N_p

N_p : número de pares de polos



4. Regulador de velocidad sincrónico (a velocidad constante)

Ajusta la posición de las válvulas o distribuidores para que, ante un comando en la potencia mecánica, la frecuencia retorne al valor nominal o programado.

Y: posición de la válvula o distribuidor

K: ganancia del amplificador

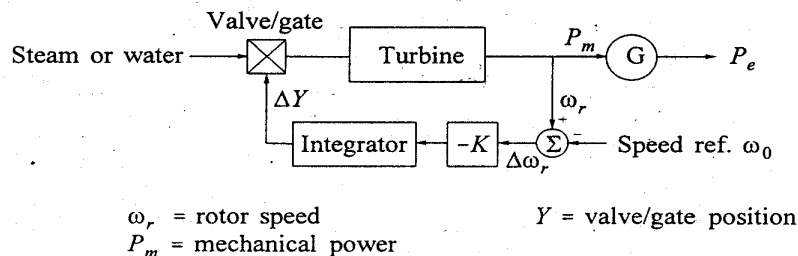


Fig.6: Regulador de velocidad sincrónico

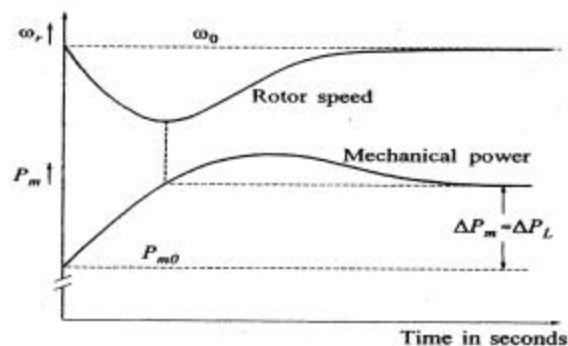


Fig.7: Respuesta de una unidad de generación con regulador de velocidad sincrónico ante un aumento de carga (rotor speed: velocidad del rotor, mechanical power: potencia mecánica).

Un incremento en la P_e causa que la frecuencia disminuya con una pendiente determinada por la inercia del rotor. Ante esta caída de velocidad y por actuación del regulador de velocidad la potencia mecánica entregada por la turbina comienza a aumentar. Esto produce una reducción en la pendiente de disminución de la velocidad y luego un aumento en la velocidad cuando la potencia mecánica excede a la potencia de carga. La velocidad retornará finalmente a su valor de referencia y la potencia mecánica de la turbina aumenta una cantidad igual al aumento de carga.

Estos reguladores de velocidad trabajan satisfactoriamente cuando el generador alimenta una carga aislada o cuando un sólo generador de un sistema multimáquina participa en la regulación primaria de frecuencia.

Para lograr la distribución de la potencia de carga entre generadores conectados a un sistema es necesario incluir en los reguladores de velocidad de una característica de regulación o estatismo.

5. Reguladores de Velocidad con Estatismo de Velocidad

Los reguladores sincrónicos no pueden ser utilizados cuando dos o más unidades conectadas a un mismo sistema debido a que cada generador debería tener con precisión la misma velocidad de referencia. En caso contrario si sus frecuencias de referencia



difieren levemente cada uno trataría de controlar la frecuencia del sistema con su propia referencia, pudiendo conducir a situaciones de oscilación en la generación.

Para que exista una distribución estable de cargas entre generadores conectados en paralelo en el sistema, se debe proveer a los reguladores con una característica de regulación tal que cuando la frecuencia caiga la generación aumente. La característica de regulación se obtiene agregando un lazo de realimentación al integrador.

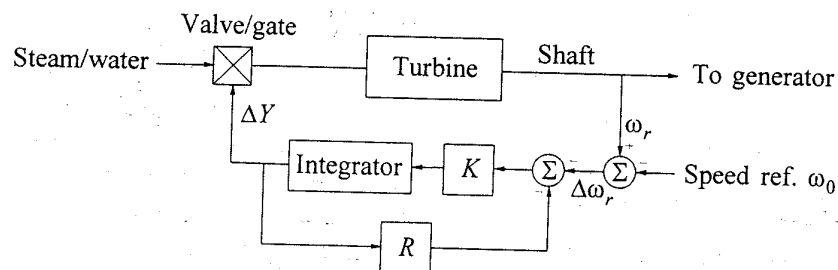
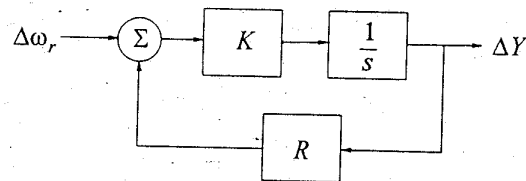
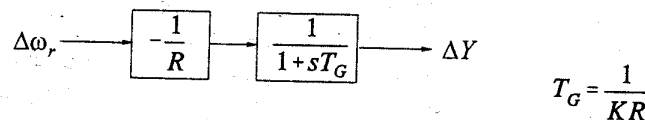


Fig.8: Regulator de velocidad con realimentación de estado estacionario

La función de transferencia del regulador de la fig. 8 se reduce a la forma de la fig. 9. Este tipo de regulador se caracteriza como un controlador proporcional con ganancia de $1/R$.



(a) Block diagram with steady-state feedback



(b) Reduced block diagram

Fig. 9 Diagrama de bloque de regulador de velocidad con estatismo

Porcentaje de regulación de velocidad o estatismo

El valor de R determina la característica de regulación de velocidad de estado estacionario la que se muestra en la fig. 10 (frecuencia versus carga de la unidad de generación). La relación de los cambios en la posición (ΔY) de la posición de la válvula de admisión o salida de potencia (ΔP) a la desviación de la velocidad ($\Delta \omega$) o desviación de frecuencia (Δf) a es proporcional a la recíproca de R . El parámetro R es referido como característica de regulación de velocidad o estatismo permanente de velocidad.



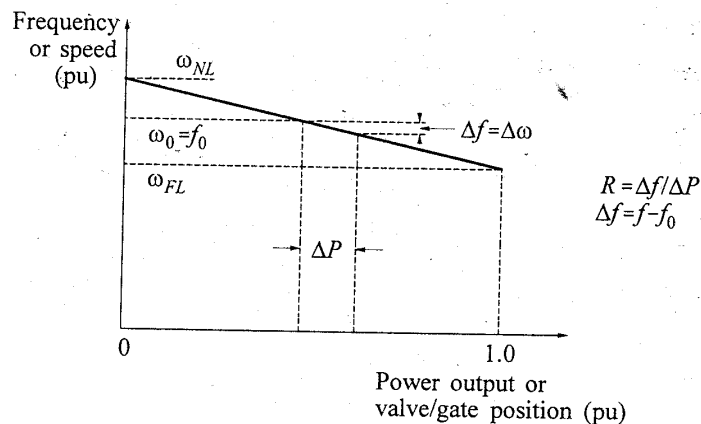


Fig. 10 Característica de estado estacionario ideal de un regulador de velocidad con estatismo permanente

Esto puede ser expresado en % como:

$$R [\%] = \frac{\% \text{ de variación de velocidad o frecuencia}}{\% \text{ de variación de potencia de salida}} \times 100 = \frac{(\omega_{NL} - \omega_{FL})}{\omega_0} \times 100$$

donde:

ω_{NL} : velocidad de estado estacionario sin carga (0 pu)

ω_{FL} : velocidad de estado estacionario a plena carga (1 pu)

ω_0 : velocidad nominal

R también denotado S se define como el porcentaje de cambio en la frecuencia que provoca el 100% de cambio en la potencia de la máquina. Por ejemplo $R = 5\%$ significa que una variación del 5% en la frecuencia causa un cambio de la potencia de salida del 100%. Los siguientes valores son indicativos del estatismo permanente de diferentes unidades:

- Centrales nucleares: 4...6%
- Centrales térmicas convencionales: 4...6%
- Centrales hidráulicas: 2...6%

El regulador de velocidad es el equipamiento encargado de la RPF.

Distribución de Carga entre Unidades en Paralelo

Si dos o más generadores con regulador de velocidad con estatismo permanente están conectados a un sistema de potencia existirá una única frecuencia a la cual se distribuirán la carga. Considérese dos unidades con características de regulación como las mostradas en la fig. 11.



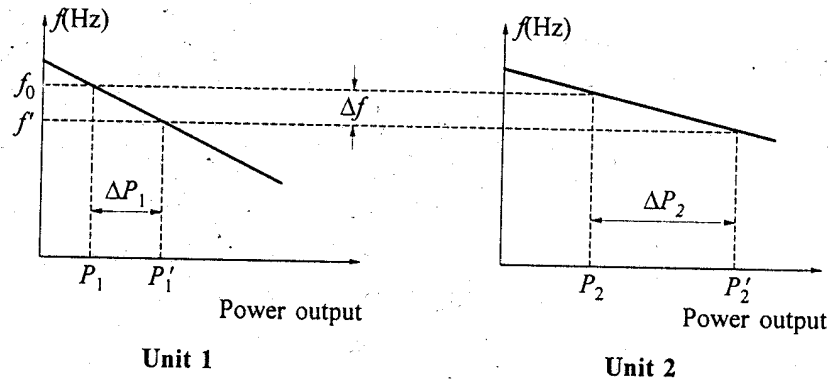


Fig. 11 Distribución de la carga en unidades en paralelo con características descendentes del regulador de velocidad

Inicialmente funcionan a frecuencia nominal f_0 con salidas P_1 y P_2 . Cuando la carga se incrementa en ΔP_L provoca que las unidades se frenen, los reguladores incrementan la potencia de salida hasta que alcancen una frecuencia de operación común nueva f' . La cantidad de carga tomada por cada unidad depende del estatismo permanente R . La variación de potencia generada por cada unidad con estatismo permanente ante una variación de carga ΔP_L es:

$$\Delta P_1 = P'_1 - P_1 = \frac{-\Delta f}{R_1}$$

$$\Delta P_2 = P'_2 - P_2 = \frac{-\Delta f}{R_2}$$

Por lo tanto,

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \frac{R_1}{R_2}$$

Las dos unidades que participan de la RPF se distribuyen en requerimiento de generación:

$$\Delta P_L = \Delta P_1 + \Delta P_2$$

Si se reemplaza se tiene:

$$\Delta P_L = \frac{-\Delta f}{R_1} + \frac{-\Delta f}{R_2}$$

y

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}} \quad (7)$$

Si los estatismos de las unidades son aproximadamente iguales, los cambios en las salidas de cada unidad están en proporción a sus valores nominales. De acuerdo a la ec. 7 Δf será mínima cuando el denominador sea lo más grande posible, que se obtendrá con la participación de la mayor cantidad posible de unidades en la regulación primaria. La mejor RPF se logrará con la participación de todas las unidades de generación.



Tiempo de respuesta

La fig. 12 muestra el tiempo de respuesta de una unidad de generación con un regulador de velocidad con estatismo, cuando está sujeto a un incremento de carga. Debido al estatismo permanente, el incremento en la salida de potencia está acompañado por una desviación de frecuencia o de velocidad de estado estacionario ($\Delta\omega_{ss}$).

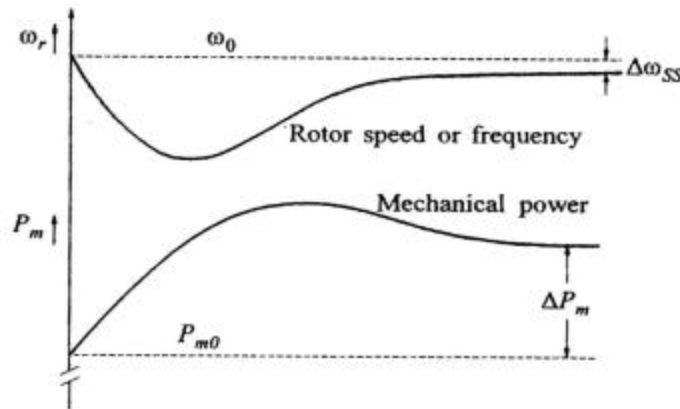


Fig. 11 Respuesta de un generador con regulador de velocidad con estatismo permanente ante un aumento de carga.

6. Unidades Generadoras Participantes de la RPF

Las características de la respuesta de los Reguladores Automáticos de Velocidad (RAV) de las unidades dependen de muchos factores tales como:

- Tipo de unidad de generación
- Tipo de combustible utilizado
- Tipo de control de la planta
- Punto de operación, frecuentemente la capacidad de una unidad para responder es diferente de acuerdo al punto de operación, por ejemplo unidades operando con las válvulas totalmente abiertas no pueden responder a señales de generar más potencia.
- Acciones del operador, por ejemplo traba del RAV.

En la fig. 12 se muestra las características de las respuestas de las unidades de generación con turbinas de vapor con recalentamiento y sin recalentamiento, e hidráulicas cuando están sujetas a un cambio escalón de la carga (ΔPL). Las respuestas han sido calculadas utilizando modelos linealizados y parámetros típicos. Se ha asumido que la presión de la calera es constante para turbinas de vapor. Dependiendo del tipo de caldera y su control, y de la magnitud del cambio de carga, la respuesta de las turbinas de vapor puede ser significativamente más lentas que las mostradas. Es importante observar la respuesta inversa inicial en la turbina hidráulica; esta disminución de potencia mecánica en vez del aumento esperado se debe a la inercia de la columna de agua.



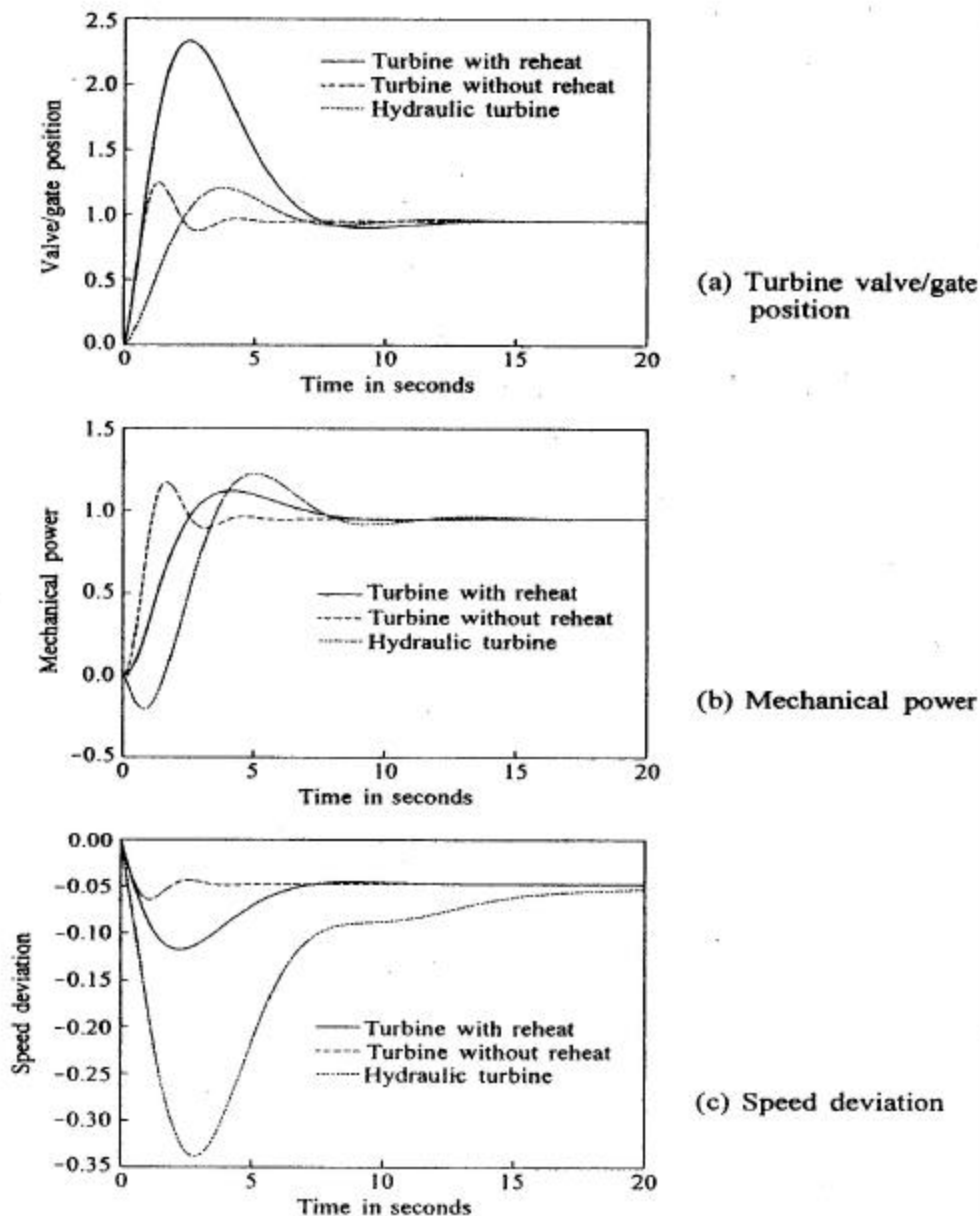


Fig. 7: Respuesta de unidades de generación hidráulica y térmicas con y sin recalentamiento ante un pequeño incremento de carga.

Los resultados presentados aquí demuestran que, no obstante la desviación de velocidad de estado estacionario es la misma para las tres unidades consideradas, existen diferencias significativas en sus respuestas transitorias.

II. REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (RSF)

La RSF es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de generadores dispuestos para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia ΔW_{ss} resultante de la RPF.

Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a los valores pronosticados para el sistema eléctrico en régimen normal. Dichas variaciones habrán



sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente a dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando así los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda.

En sistemas interconectados con dos o más áreas controladas en forma independiente, además de controlar la frecuencia, la RSF debe controlar dentro de cada área la generación de manera de mantener las potencias de intercambio programadas.

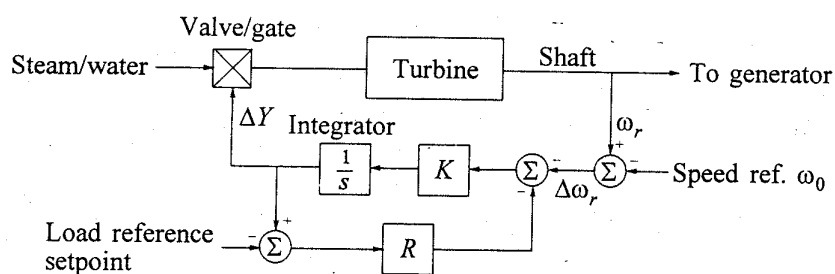
Características:

- Para anular la desviación de frecuencia se utiliza un controlador de característica proporcional integral (PI).
- En base a un despacho económico se distribuye la variación de carga entre las unidades que participan en la RSF.
- Permite que las unidades que regulan primario vuelvan a su valor inicial de generación, restituyendo la disponibilidad de reserva de generación para participar en la regulación primaria.
- La acción de control sobre los variadores de carga de los generadores es originada en un Centro de Control (telemando) partiendo de mediciones de frecuencia en la red y de mediciones de flujo de potencia activa por las interconexiones (telemediciones).
- Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.
- Controla la componente lenta de la frecuencia.
- Su acción se establece en tiempos del orden de varios minutos para acciones manuales y de un minuto o dos para acciones automáticas, estas últimas se denominan Control Automático de Generación (Automatic Generation Control - AGC).

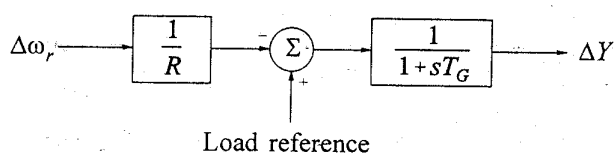
7. Control de la Potencia del Generador

La relación entre velocidad y carga puede ser ajustada modificando la entrada de referencia "setpoint" de generación o variador de carga de la unidad (fig. 8).





(a) Schematic diagram of governor and turbine



(b) Reduced block diagram of governor

Fig. 8: Regulador de velocidad con control de carga de referencia para RSF.

En la práctica, el ajuste de la referencia de carga se lleva a cabo mediante la operación del “motor variador de velocidad”. El efecto de este ajuste está ilustrado en la fig. 9, la cual muestra una familia de características de regulación de velocidad en paralelo para diferentes ajustes del variador de velocidad.

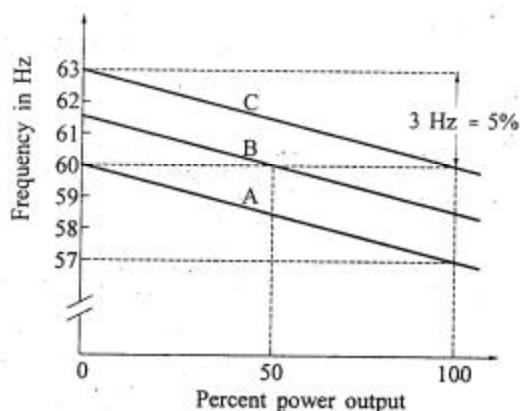


Fig. 9 Efecto del ajuste del variador de velocidad en la característica del regulador

Las características mostradas son para un regulador asociado un sistema de 60 Hz. Se muestran tres características representando tres ajustes de referencia de carga. A 60Hz, la característica A resulta en salida cero, la característica B resulta en 50% de la salida y la característica C resulta en 100% de la salida. Por ello, la salida de potencia de la unidad de generación a una determinada velocidad puede ajustarse en un valor deseado definiendo el ajuste de referencia de carga a través de la actuación del motor variador de velocidad. Para todos los ajustes, la característica carga-velocidad tiene un 5% de estatismo; esto es, un cambio de velocidad de 5% (3Hz) causa un cambio del 100% en la salida de potencia.



Cuando dos o más generadores están operando en paralelo, la característica de regulación de velocidad de cada unidad establece meramente la proporción de carga tomada por la unidad por actuación de la RPF cuando ocurre un cambio repentino de la carga del sistema lo cual en efecto mueve la característica de velocidad hacia abajo o hacia arriba.

La potencia de salida del generador a una frecuencia de referencia o nominal puede ser ajustada a un valor deseado únicamente ajustando la referencia de carga. La RSF ejerce su acción de control sobre los variadores de carga de las unidades bajo RSF. Cuando dos o más generadores participan en la RSF, la señal en el variador de carga de cada unidad establece la proporción de carga que debe cubrir ante una variación en la carga del sistema.

Cuando un generador alimenta una carga aislada los ajustes en el variador de carga modifican la velocidad de rotación. Sin embargo en un sistema multimáquina los ajustes en el variador de carga modifican muy levemente la frecuencia del sistema dependiendo del tamaño relativo de la unidad frente a la generación total del sistema.

8. Fundamentos del Control Automático de Generación (AGC)

Con la acción de la regulación primaria de frecuencia, un cambio en la carga del sistema resultará en una desviación de la frecuencia de estado estacionario, dependiendo de la característica de estatismo de los reguladores y de la sensibilidad a la frecuencia de la carga. Todas las unidades de generación con regulador de velocidad contribuirán al cambio general de generación, independientemente de la localización de la variación de la carga. La restauración de la frecuencia del sistema al su valor nominal requiere una acción de control suplementaria o secundaria la cual ajusta la referencia de carga por medio de los variadores de velocidad. Por lo tanto, los medios básicos de control de la potencia de impulso para compensar las variaciones en la carga del sistema en la forma deseada es a través del control de las referencias de carga de las unidades de generación seleccionadas. Dado que la carga del sistema está permanentemente cambiando, es necesario cambiar la potencia entregada por los generadores en forma automática.

Los objetivos primarios del control automático de generación (AGC) son: participar de la RSF controlando la frecuencia en un valor nominal especificado y mantener el intercambio de potencia entre áreas de control en los valores pronosticados, ajustando la potencia entregada por los generadores. Esta función es normalmente referida como *control de carga-frecuencia* (LFC). El objetivo secundario es distribuir el cambio requerido de generación entre unidades minimizando los costos de operación; para ello se utiliza el denominado Despacho Económico.

AGC en sistemas aislados

En sistemas de potencia aislados no es necesario mantener las potencias de intercambio. Por lo tanto, la función de AGC es solo restaurar la frecuencia a un valor nominal especificado. Esto se lleva a cabo agregando un control integral el cual actúa en la referencia de carga de las unidades en el AGC, como se muestra en la fig. 10. La acción de control integral asegura un error de frecuencia cero en estado estacionario.



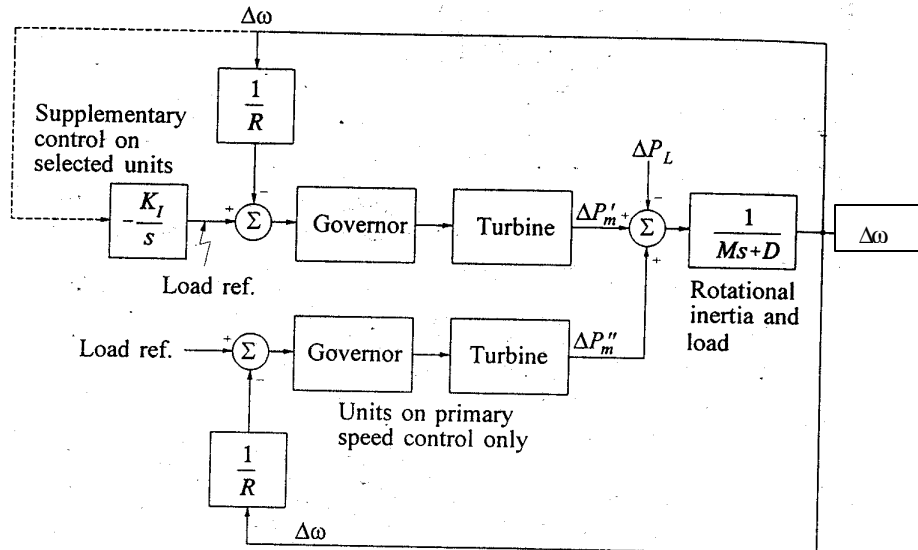


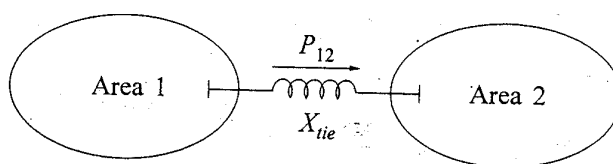
Fig. 10 Agregado de un control integral en las unidades de generación seleccionadas para el AGC

La acción de control secundaria es mucho más lenta que la acción primaria de control de velocidad y tiene efecto luego de que el control primario de velocidad (el cual actúa en todas las unidades en regulación) haya estabilizado la frecuencia del sistema. Debido a los diferentes tiempos de respuesta de ambos lazos de control se pueden considerar ambos operando en forma independiente en el tiempo.

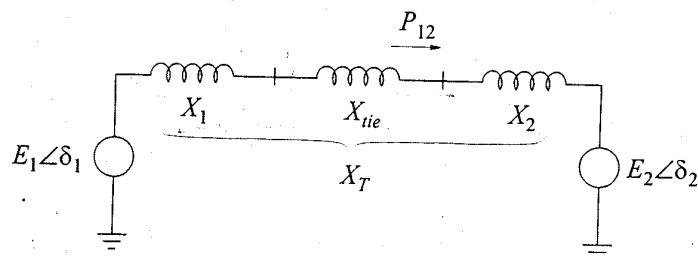
AGC en sistemas interconectados

Considérese el sistema interconectado mostrado en la fig. 11(a). Consiste de 2 áreas conectadas por un vínculo de reactancia X_{tie} . Para estudios de carga-frecuencia, cada área puede representarse por una unidad de generación equivalente que representa su performance general.

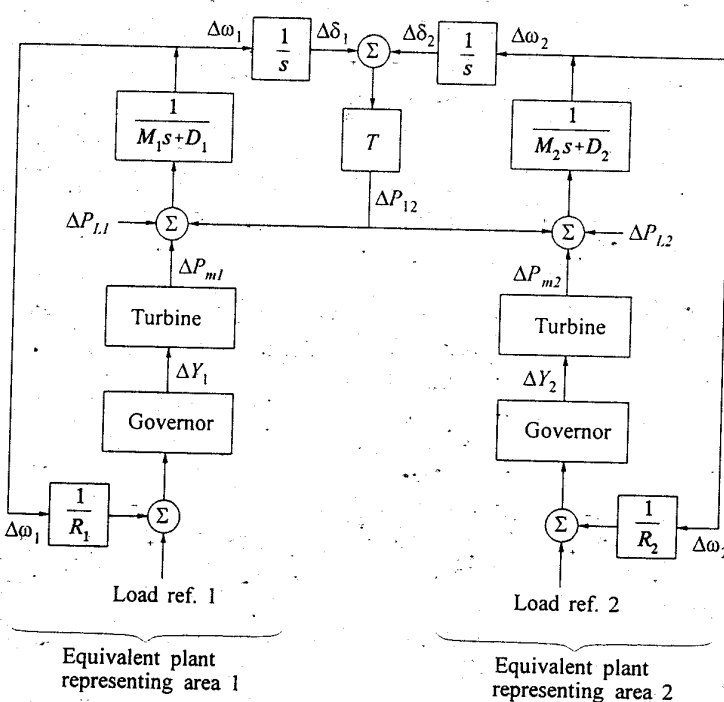




(a) Two-area system



(b) Electrical equivalent



(c) Block diagram

Fig. 11 Sistema de 2 áreas con control primario de velocidad solamente

Estos modelos son aceptables mientras no se consideren las oscilaciones intermáquina dentro de cada área. La fig. 11(b) muestra el equivalente eléctrico del sistema, con cada área representada por una fuente de tensión detrás de una reactancia equivalente vista desde la barra del vínculo. El flujo de potencia en el vínculo desde el área 1 al área 2 es:

$$P_{12} = \frac{E_1 E_2}{X_T} \text{sen}(d_1 - d_2)$$

Linealizando alrededor de un punto de operación inicial representado por $\delta_1 = \delta_{10}$ y $\delta_2 = \delta_{20}$, se tiene:



$$D P_{12} = T D d_{12}$$

donde $\Delta\delta_{12} = \Delta\delta_1 - \Delta\delta_2$, y T es el coeficiente de torque de sincronización dado por:

$$T = \frac{E_1 E_2}{X_T} \cos(d_{10} - d_{20}) \quad (8)$$

La representación en diagrama de bloque del sistema esta en la fig. 11(c) con cada área representada por una inercia equivalente M, coeficiente de amortiguamiento de carga D, turbina, sistema de regulación con un estatismo efectivo R. El vínculo de interconexión se representa por el coeficiente de torque de sincronización T. Un ΔP_{12} positivo representa un incremento en la transferencia de potencia del área 1 al área 2; por lo tanto, la retroalimentación de ΔP_{12} tiene signo negativo para el área 1 y positivo para el área 2.

Un incremento en la carga del área 1 de ΔP_{L1} resulta en una reducción de la frecuencia en ambas áreas y un flujo en el vínculo de ΔP_{12} . Un ΔP_{12} negativo es indicativo de flujo desde el área 2 hacia el área 1.

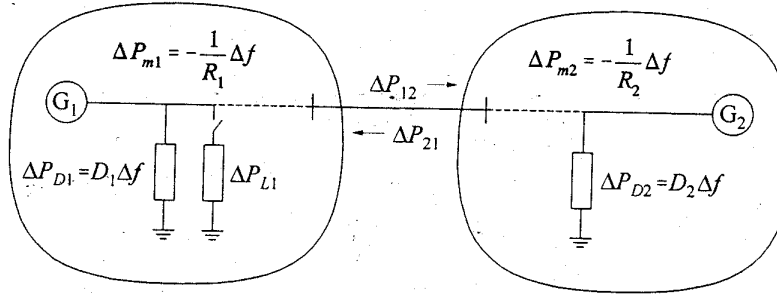


Fig. 12 Efecto del cambio de la carga del área 1

Con:

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_{L1}}{b_1 + b_2} \quad (9)$$

y

$$\Delta P_{12} = -\Delta P_{21} = \frac{\Delta P_{L1} b_2}{b_1 + b_2} \quad (10)$$

donde:

$$b_1 = \frac{1}{R_1} + D_1$$

$$b_2 = \frac{1}{R_2} + D_2$$

β_1 y β_2 son características compuestas de respuesta de la frecuencia de las área 1 y 2 respectivamente. Las relaciones anteriores se ilustran en la fig. 12.



El objetivo básico del control secundario es restaurar el balance entre la carga y generación de cada área. Esto se satisface cuando la acción de control mantiene:

- La frecuencia en un valor predefinido
- La potencia de intercambio de la red con las áreas vecinas en valores de predefinidos

El control suplementario en un área determinada debería corregir idealmente solamente para cambio en tal área. En otras palabras, si existe un cambio en el área 1, debería haber acción de control suplementario solo en el área 1 y no en el área 2. Para alcanzar este objetivo se forma una señal de control con la desviación del flujo de carga sumada a la desviación de frecuencia ponderada por un factor de sesgo. Esta señal de control es conocida como **error de control de área** (ACE).

Un adecuado factor de sesgo para un área es su característica de regulación β . Por eso, el ACE para el área 2 es:

$$ACE_2 = DP_{21} + B_2 Df \quad (11)$$

donde,

$$B_2 = b_2 \quad (12)$$

En forma similar, para el área 1

$$ACE_1 = DP_{12} + B_1 Df \quad (13)$$

donde

$$B_1 = b_1 \quad (14)$$

El ACE representa el cambio requerido de generación del área, y su unidad es MW. La unidad normalmente utilizada para expresar el factor de sesgo de frecuencia B es MW/0.1 Hz.



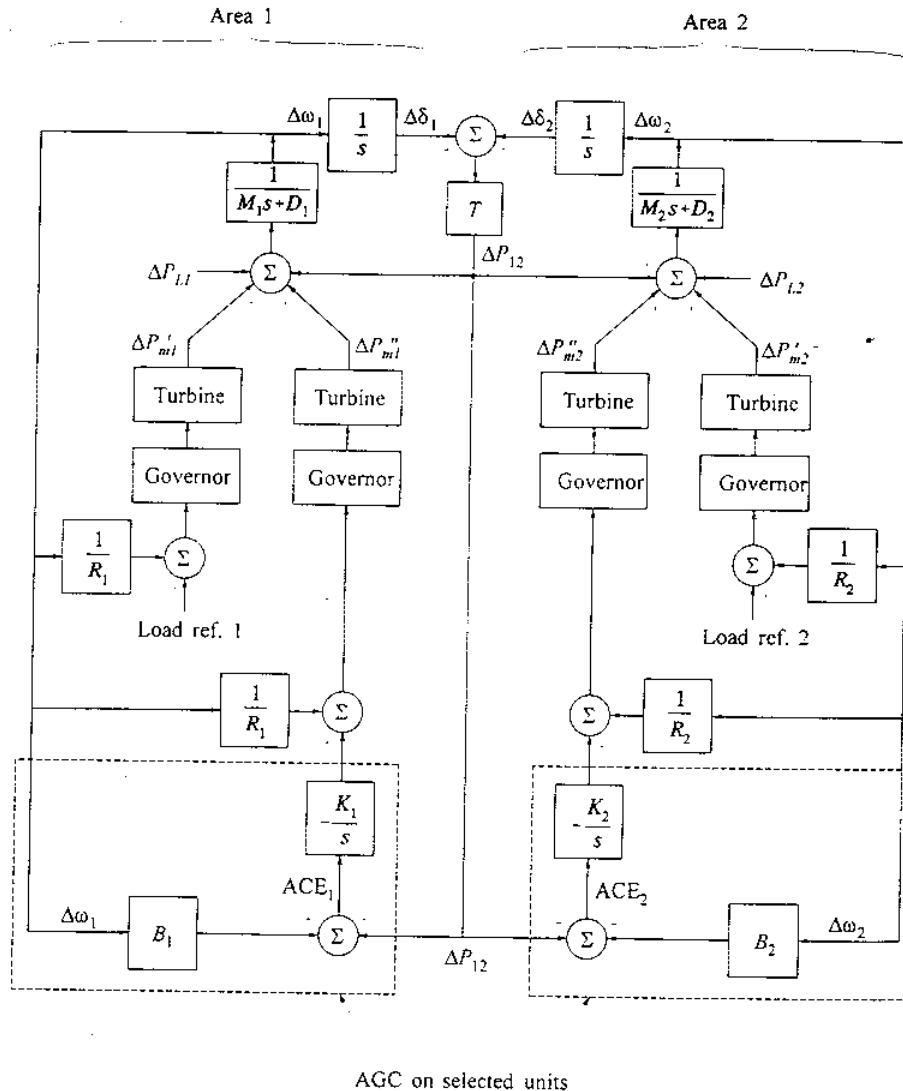


Fig. 13 Diagrama de bloques de un sistema de dos áreas con control secundario

9. Implementación del AGC

En los esquemas modernos de AGC, las acciones de control se determinan usualmente para cada área de control en un lugar central llamado Centro de Despacho. La información relacionada con los flujos de líneas de interconexión, frecuencia del sistema, y carga en MW de cada unidad es telemetrada y enviada al Centro de Despacho donde las acciones de control se determinan por medio de computadores. Las señales de control se transmiten por medio de los mismos canales de telemando a las unidades generadoras que participan en el AGC como se muestra en la fig. 13. La práctica normal es transmitir pulsos de elevación o disminución de largos variables a las unidades. El equipamiento de control en las centrales cambia luego el setpoint de referencia de las unidades hacia arriba o hacia abajo en proporción al largo del pulso.



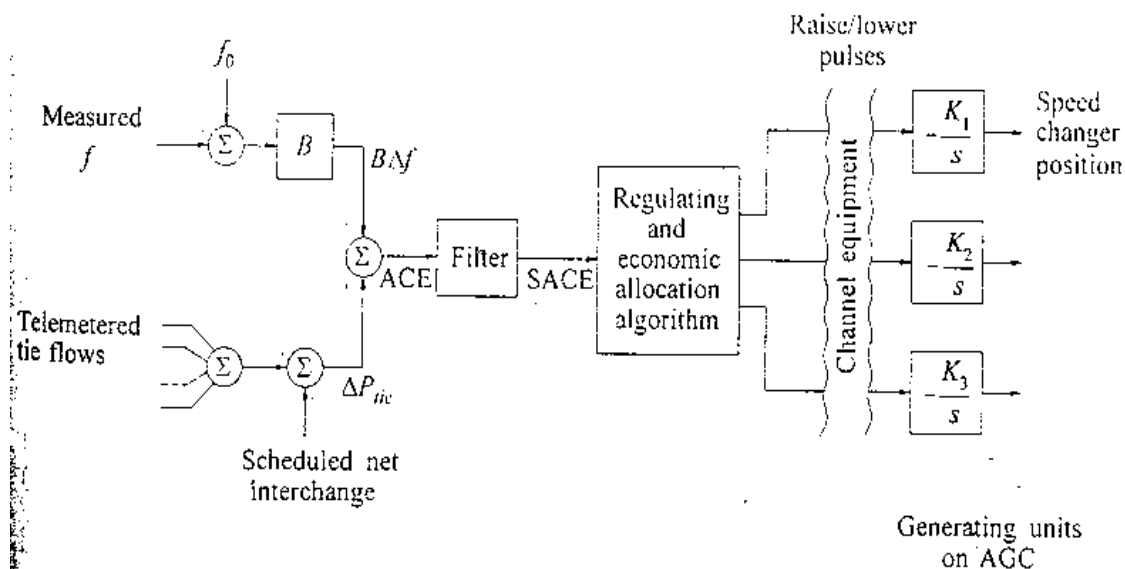


Fig. 13 Lógica de control para cada área

La fig. 13 ilustra la implementación del AGC para un área de control (normalmente el área de servicio de un empresa en particular). Cada área de control de un sistema interconectado es controlado en una manera similar, pero independientemente de las otras áreas de control. Todos los sistemas modernos AGC son digitales superando a los anteriores analógicos

Filtro del ACE

Muchos de los cambios en el ACE se deben normalmente a variaciones aleatorias rápidas en la carga para las cuales los generadores no necesitan responder. En efecto, la acción de control en respuesta a tales componentes aleatorias no reducen el ACE sino que causan desgaste del regulador de velocidad y válvulas de las turbinas. Por lo tanto, los programas de AGC usan normalmente esquemas de filtrado para rechazar variaciones aleatorias, y por lo tanto se usa un ACE suavizado (smoothed ACE –SACE) para controlar la generación.

El método convencional es utilizar un filtro pasa-bajo el cual reduce el ruido a expensas de la velocidad de respuesta.

Límites del rango de variación

El AGC al establecer las señales de control debe considerar la limitación existente en la velocidad de toma/liberación de carga de las unidades de generación. En unidades térmicas es del orden del 2% por minuto (por esfuerzos mecánicos y térmicos). En las hidráulicas del orden del 100% por minuto.

Frecuencia de ejecución del AGC

La estabilidad de un sistema AGC y su capacidad para reaccionar a entradas cambiantes en el tiempo son influenciadas por los atrasos de fase en las magnitudes de entrada del sistema y en la transmisión de sus señales de control.



Con sistemas digitales, la experiencia a mostrado que la ejecución del AGC una vez cada 2 a 4 s resulta en una buena performance. Esto significa que el ACE es calculado y las señales de elevación y disminución son transmitidas a las centrales de generación una vez cada 2 a 4 s. La fig. 14 muestra el diagrama funcional general de un sistema AGC típico.

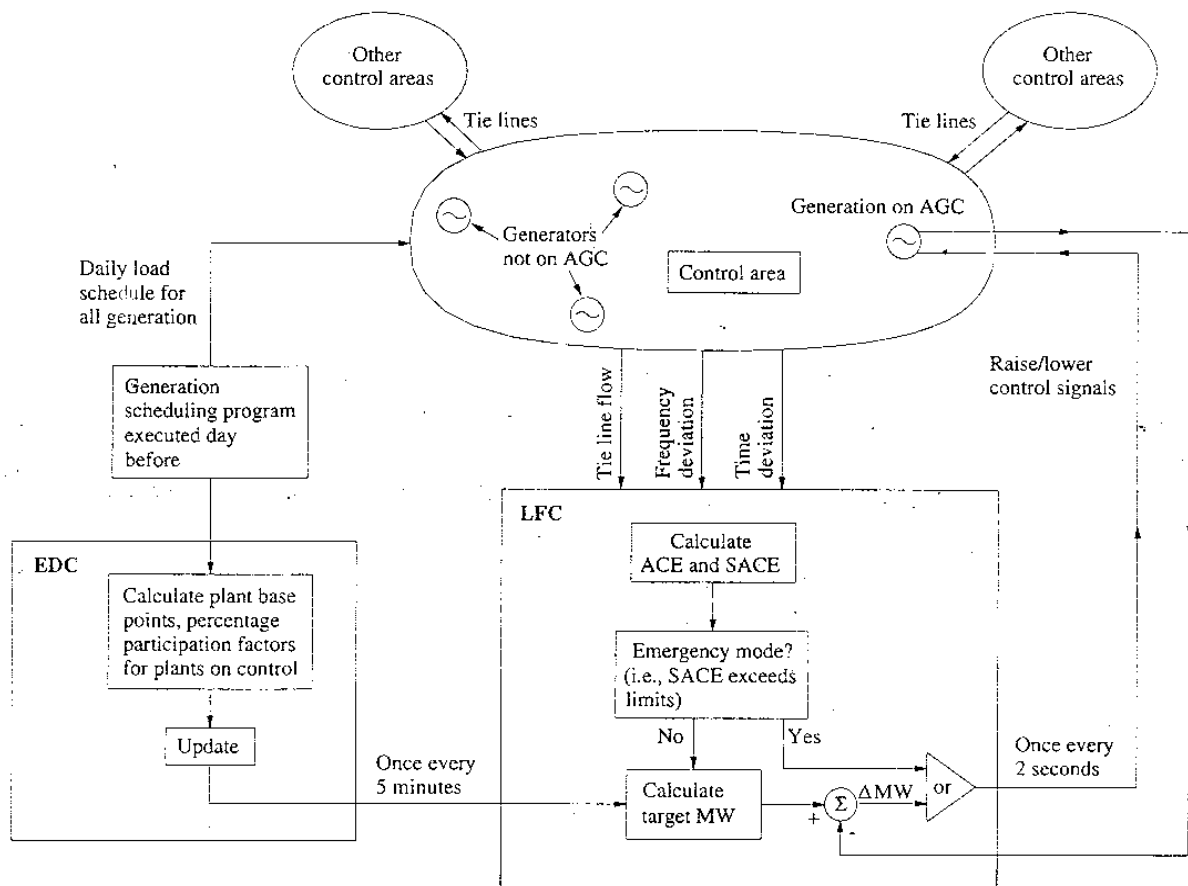


Fig. 14 Diagrama funcional de un sistema AGC típico

10. Desconexión de cargas

Una perturbación severa puede resultar en la salida en cascada de componentes y en la aislación de áreas formando islas eléctricas.

Las limitaciones existentes para controlar las caídas rápidas de frecuencia son:

- La generación puede aumentarse sólo hasta los límites de reserva rotante disponible
- La velocidad de toma de carga es limitada sobre todo en unidades térmicas.
- La generación de vapor requiere incrementos en la entrada de combustible a la caldera lo que tarda algunos minutos.
- La velocidad de respuesta de los reguladores de velocidad tiene un tiempo de retardo de 3 a 5 segundos.



Factores que influyen en la caída de la frecuencia:

Asumiendo que un área separada del sistema tiene una reserva para actuación del regulador de velocidad prácticamente despreciable.

La caída de frecuencia en el área es función del déficit de generación ΔP , de la constante de amortiguamiento de la carga del área D y de la constante de inercia M representante de la inercia total de los generadores del área.

Caída de frecuencia debida al déficit de generación:

$$Df = -DL (1 - e^{-t/T}) K \quad (23)$$

donde $K = 1/D$ y $T = M/D$

Por ejemplo, con $D=1.0$ y $M=10$ s, la reducción de frecuencia en función del tiempo sería:

$$\begin{aligned} Df &= -DL (1 - e^{-t/10}) \text{ pu} \\ &= -DL (1 - e^{-t/10}) 60 \text{ Hz} \end{aligned}$$

La fig. 15 muestra la caída de la frecuencia para cuatro valores de DL .

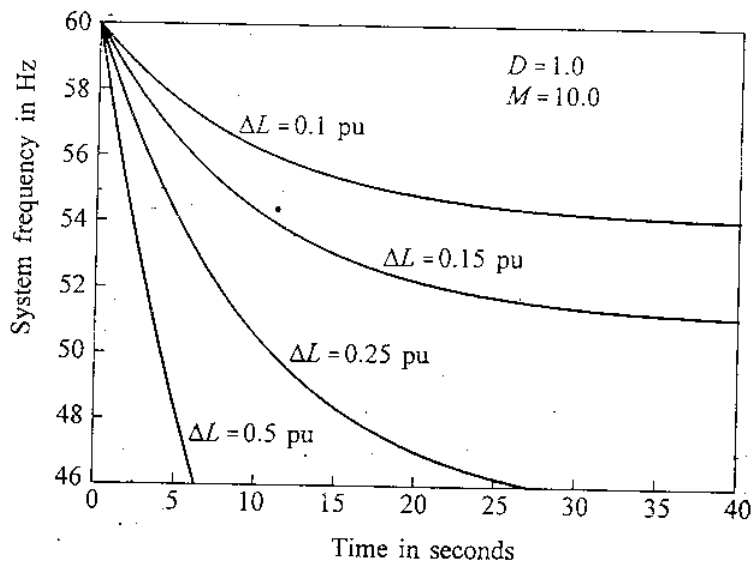


Fig. 10 Caída de la frecuencia debido al déficit de generación

Bases para la selección de esquemas de desconexión de cargas.

Para prevenir la operación del sistema en áreas separadas a una frecuencia inferior a la normal se emplea un esquema de desconexión de cargas para reducir la carga conectada a un nivel tal que pueda ser satisfecho con la generación disponible.

La selección del esquema depende de:

- Máximo déficit de generación



- La frecuencia mínima permisible
- el rango de valores de D y M

Esquema de desconexión de cargas típico para déficit de generación de aproximadamente el 25 %:

- el 10% de la carga cuando la frecuencia cae a 59.2 Hz
- un 15% adicional cuando la frecuencia cae a 58.8 Hz
- un 20% adicional cuando la frecuencia cae a 58.0 Hz

Un esquema basado solamente en la caída de la frecuencia es generalmente aceptable para déficit de generación hasta el 25%. Para déficit mayores de generación los esquemas de desconexión de carga incluyen la actuación de relé de desconexión por gradiente de frecuencia, incrementando así la selectividad evitando la desconexión innecesaria de carga. Un ejemplo se muestra en la fig. 11 que desconecta hasta el 50% de la carga.

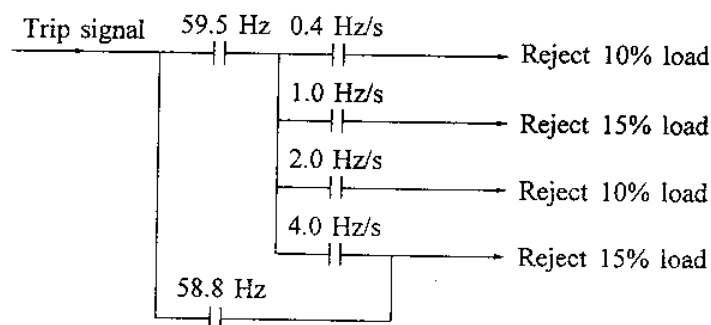


Fig. 11 Lógica de disparo del relé de gradiente de frecuencia

11. Reserva para regulación de frecuencia

Para programar la generación entre las unidades se parte de un pronóstico de carga, en el que se considera que la demanda de potencia activa del sistema responde a diagramas de carga diarios típicos para distintas estaciones del año y días de la semana. donde:

$$\text{Potencia eléctrica de generación programada (t)} = \text{Carga activa pronosticada (t)} + \text{Pérdidas de activo pronosticada (t)}$$

Cuando se produce un cambio no pronosticado en la potencia activa de demanda en algún punto del sistema este se refleja en un cambio de la frecuencia. Pudiendo resultar que la potencia activa de generación programada sea mayor o menor que la carga activa más las pérdidas.

Para asegurar la satisfacción de la demanda es necesario planificar Reserva de generación de potencia activa disponible en cantidad suficiente en un instante dado:

$$\text{Potencia de reserva(t)} > \text{ó} = \text{Demanda(t)} - \text{Potencia de generación programada(t)}$$

y con tiempo de acceso adecuado



$$\frac{dP_{\text{carga}}(t)}{dt} < \text{ó} = \frac{dP_{\text{reserva}}(t)}{dt}$$

Debido al comportamiento aleatorio de los componentes del sistema y de la carga eléctrica, el suministro confiable sólo será posible mediante el mantenimiento de **suficiente** reserva.

El **tiempo de acceso** a la potencia de reserva es función de los diferentes tiempos de actuación de los elementos de control y de los tipos de unidades generadoras que aportan reserva.

La composición de la reserva de generación total P_R para cubrir fallas P_{fal} en el sistema teniendo en cuenta los tiempos de acceso es:

- **Reserva momentánea:** $P_{RMO}(t)$, $T_{RMO} = 0$
 - potencia de frenado de las masas rotantes
 - dependencia de la carga con la tensión
- **Reserva de segundos:** $P_{RS}(t)$, $T_{RS} = 1..5s$
 - bloques térmicos e hidráulicos de regulación primaria (RPF)
 - dependencia de la carga con la frecuencia
- **Reserva de minutos:** $P_{RM}(t)$, $T_{RM} = 1..15min$
 - regulación de bloque, regulación secundaria (RSF)
 - bloques de arranque rápido (reserva fría)
- **Reserva de horas:** $P_{RH}(t)$, $T_{RH} = 1..5h$
 - bloques térmicos parados (reserva de base)

Con esto se puede expresar la reserva total de la siguiente forma:

$$P_R = P_{RMO}(t) + P_{RS}(t) + P_{RM}(t) + P_{RH}(t) = P_{fal}$$



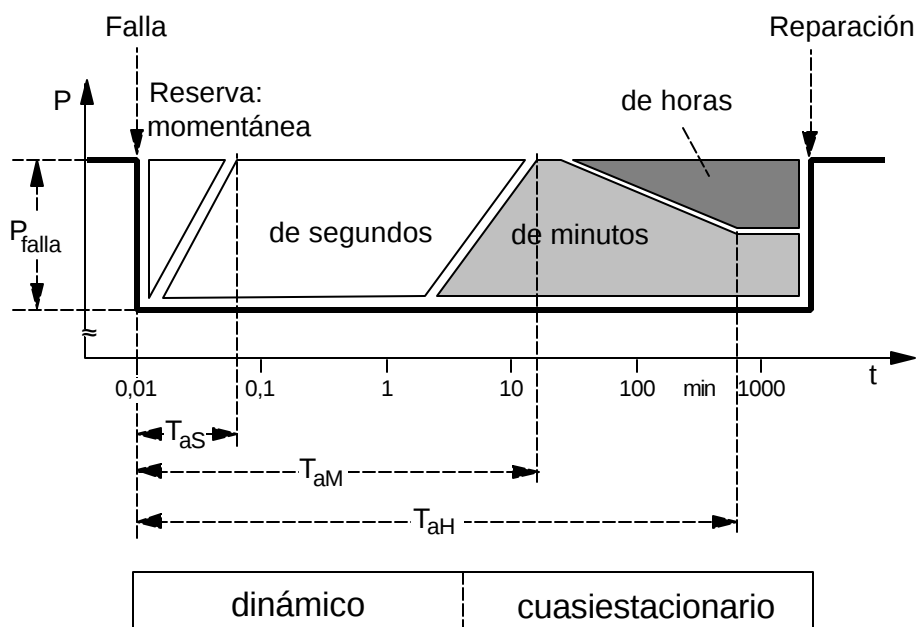


Fig. 12: Comportamiento temporal de las cuatro partes de la reserva

La reserva de corto alcance (momentánea y de segundos) debe evitar que la frecuencia alcance valores por debajo de la frecuencia límite admisible. Debajo de esta frecuencia mínima admisible se separan automáticamente los bloques de la red, para evitar daños en las máquinas y en los servicios auxiliares. Así se expande aún más la perturbación hasta que finalmente se produce el colapso del sistema.

Cuando la reserva de corto alcance resulta suficiente para restablecer el balance de potencias de generación y de demanda, "la frecuencia deja de descender" y se equilibra en un valor constante menor que el valor nominal ($> f_{min,adm}$).

La reserva de largo alcance y en particular la reserva para RSF, corrige el error final en el valor de la frecuencia y restablece la reserva de corto alcance que debe disponerse para afrontar eventuales nuevas perturbaciones.

III. REGULACIÓN TERCIARIA DE FRECUENCIA (RTF)

Comprende las acciones que tienden a anular la integral de las desviaciones de frecuencia, que se visualiza como la diferencia entre la hora oficial y la sincrónica.

El error de tiempo se define como:

$$error\ de\ tiempo = \frac{1}{f_n} \int_{t_0}^{t_1} \Delta f \cdot dt$$

Para eliminarlo se utiliza una frecuencia de referencia distinta de la nominal cada vez que el error de tiempo supera un límite predefinido.

