

Fabián E. Novoa A. Ing.

I N E C E L

RESUMEN

En este trabajo se examina el problema de control de la operación de Sistemas Eléctricos que se traduce en un control de Carga-Frecuencia; partiéndose del análisis del control poralizado de las interconexiones, TLB, y su implementación se llegan a identificar los problemas inherentes de esta estrategia de control. Se describen y desarrollan métodos y filosofías para simular los elementos del sistema de energía que tienen una real participación en el contexto del control automático de la generación. Además se identifican y describen las acciones de control directas, optimizadoras y adaptativas, presentes en el control integrado de sistemas eléctricos modernos.

INTRODUCCION

Sistema es un conjunto o agregado de elementos (subsistemas), planificado y operado de modo a alcanzar un objetivo. Es fácil reconocer que tanto la planificación como la operación están siempre sometidos a condiciones o restricciones de diversa naturaleza.

La ampliación de las condiciones impuestas a la operación y a la planificación exigen, a la vez, nuevas estructuras para los sistemas eléctricos. En la fase inicial de la industria de la energía eléctrica encontramos empresas aisladas. En un segundo estado empresas (áreas) interconectadas. En el estado actual las estructuras de los sistemas son todavía más complejas, sirviendo extensiones geográficas internacionales, que resultan de la interconexión de compañías, formando "POOLS" y de la interconexión de "POOLS" (super-pools).

La conveniencia y la necesidad de adoptarse una estructura de compañías (áreas) interconectadas reside en las mayores posibilidades que esta estructura ofrece al procurar satisfacer la demanda con economía y seguridad.

Por lo tanto existe la necesidad de establecer orientaciones y normas de procedimiento, así como de una estructura de control, que asegure una cierta independencia como empresas de prestación de servicios.

Un elemento básico asociado a la operación de sistemas interconectados es la estructura de control específico de la generación en las áreas. Esta estructura es en esencia, la propuesta por Cohn² y denominada "TIE-LINE BIAS CONTROL".

ASPECTOS RELACIONADOS CON LA OPERACION

La operación de sistemas eléctricos involucra, esencialmente tres aspectos:

- Planificación de la Operación
- Control de la Operación
- Contabilización de intercambios y revisión de la operación

El control de la operación se relaciona con la determinación de los requisitos y con acciones necesarias instante a instante. Se incluyen en este particular las funciones de monitoramiento y alarma, las acciones de despacho de generación y de reactivos, y el control carga-frecuencia. Se entiende por despacho de generación, el problema de buscar localizar la generación de modo a obtener un costo mínimo de genera-

ción (despacho económico); el despacho de reactivos se traduce fundamentalmente en el establecimiento de un perfil de tensión adecuado para el sistema.

El control carga-frecuencia, también denominado de CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACION, corresponde básicamente a las acciones secundarias de regulación de velocidad buscando restaurar el intercambio entre áreas y la frecuencia en el sistema interconectado.

VARIACIONES DE CARGA

Las cargas en las diversas barras de un sistema, varían a cada instante, haciendo que el estado de equilibrio carga-generación sea siempre alterado; este comportamiento viene determinado por el ritmo de la actividad humana.

En la práctica se encuentran períodos de una a tres horas, donde la carga varía con una tasa que va del 4.5 al 10% de la punta por hora, otros períodos bastante cortos con tasas de variación de hasta 120% de punta por hora. Las dos primeras variaciones son conocidas como "variaciones sustentadas" y representan las cargas a corregir, en contraposición las "variaciones cíclicas" o más exactamente aleatorias, que representan tasas de variación bien más amplias pero por cortos instantes de tiempo, siendo las componentes de carga a eliminar en la acción de control adaptativo. Además se debe incluir, para sistemas interconectados las llamadas "modificaciones de intercambio programado".

A la variabilidad de la carga en el tiempo debemos juntar además, su dependencia en relación a factores o variables eléctricas, tensión y frecuencia; comúnmente es representada por la característica de regulación de carga $D = \Delta P / \Delta f$, que representa a la capacidad del sistema de alcanzar un nuevo estado de equilibrio, en respuesta a una variación de carga.

En estos estudios no se acostumbra considerar las variaciones de carga con la tensión, quizás por considerar la mayor velocidad de corrección y reposición de las tensiones.

MAQUINAS PRIMARIAS Y SUS REGULADORES DE VELOCIDAD

Es conocido el hecho que en las turbinas, el torque mecánico aumenta con la disminución de la velocidad. En la práctica, estas curvas son aproximadas por rectas de inclinación diferentes, figura 1, de acuerdo con la abertura del distribuidor en una turbina hidráulica, o de la válvula de control en una turbina a vapor

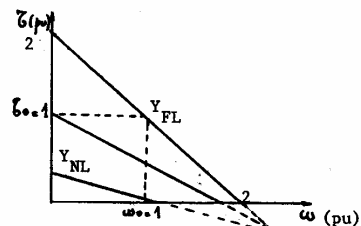


Figura 1 Característica Torque-Velocidad

Anteriormente se describió la característica D; este modo de llegar a un nuevo estado de equilibrio es desaconsejable, pues serían experimentadas apreciables variaciones en la frecuencia (para una varia-

ción de carga), llevando al sistema a niveles de operación inaceptables. Es por esta razón que las máquinas primarias están dotadas de mecanismos de regulación de velocidad, que actúan en el sentido de elevar o reducir el fluido primario, cuando la velocidad (o frecuencia) se aleja de la velocidad nominal.

En la práctica los reguladores de velocidad están provistos de una realimentación constante (o permanente), la aplicación de este tipo de reguladores hace aparecer un error de velocidad, error éste, perfectamente ajustable e intencional. La realimentación debe ser reajustada en el sentido de limitar el error de velocidad en un porcentaje pequeño del valor nominal (del 1 al 10%). El resultado práctico de este procedimiento se traduce en una característica velocidad-potencia inclinada ligeramente, definiendo la regulación de velocidad o el estatismo de la máquina regulada R.

REGULACION NATURAL DEL SISTEMA

Los desvíos de frecuencia en un sistema, en presencia de máquinas primarias reguladas, así como de cargas variables con la frecuencia, se puede evaluar combinando las características de regulación correspondientes como se indica en la figura 2

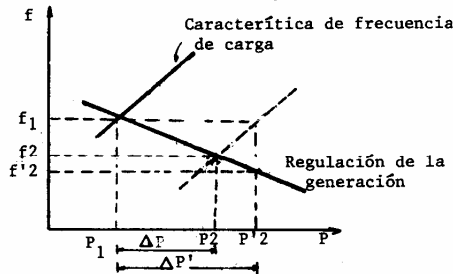


Figura 2. Característica de Regulación

Una variación de carga en $\Delta P'$ lleva a la frecuencia del sistema para $f'2$ (sin considerar la variación de la carga con la frecuencia), considerando ésta se produce una variación efectiva de carga para ΔP ($\Delta P < \Delta P'$) y $f2$ ($f2 > f'2$). La característica de regulación queda caracterizada finalmente por el término:

$$\Delta P' = \left(\frac{1}{R} + D \right) \Delta f \quad (1)$$

$$\beta = \frac{1}{R} + D \quad (2)$$

En esta expresión, la primera componente se debe al control (necesariamente imperfecto) de la frecuencia ejercido sobre las máquinas primarias, y la segunda, inherente a la variabilidad de las cargas con la frecuencia.

OPERACION DE SISTEMAS INTERCONECTADOS

La complejidad de la estructura de sistemas interconectados implica planificación y operación más elaborados de los que se adoptan para sistemas aislados. Si por un lado, todas las compañías participan de los beneficios de la operación interconectada, por otro lado, cada uno de los participantes tiene una serie de obligaciones para con el conjunto. Estas obligaciones definen la manera de operar a las diversas áreas, que en términos de operación individual nos lleva a concluir que:

- Cada área debe ajustar su generación de modo a atender las variaciones de su carga.
- Mantener los niveles de potencia en las intercon-

necciones dentro de los niveles contratados.

- Tratar de auxiliar a las áreas con dificultad, de manera a obtener un elevado grado de confiabilidad operacional del sistema.

El primer objetivo es alcanzado por la regulación primaria, los demás objetivos son cumplidos por un control suplementario que se obtienen de los desvíos de frecuencia y de los intercambios presentados por el sistema después de alcanzar un nuevo estado de equilibrio.

Resumiendo, se puede decir que los objetivos de la operación de un sistema eléctrico son:

- Para el sistema como un todo:

- Atender la carga ($G = P + \text{pérdidas}$)
- Mantener la frecuencia en su valor programado ($F = F_0$)
- Corrección del error del tiempo sincrónico ($\xi = 0$)

$$\xi = \frac{3600}{F_0} \int (F - F_0) dt \quad (3)$$

- Para cada área en particular:

- Mantener el intercambio líquido programado con las demás áreas ($T_i = T_{oi}$) y ($F = F_0$)
- Asistencia a las áreas en necesidad cuando la frecuencia no se encuentra en su valor programado ($F \neq F_0$).
- Reducción del intercambio involuntario en un dado período de tiempo t' ($I_i = 0$)
- Optimizar el despacho en las áreas, llevando en cuenta restricciones de seguridad.

$$I_i = \int_0^{t'} (T_i - T_{oi}) dt' \quad (4)$$

CONTROL POLARIZADO DE LAS INTERCONEXIONES

El control TLB convencional viene descrito por la ley de control

$$ECA_i = (T_i - T_{oi}) - 10B_i (F - F_0) \quad (5)$$

La aplicación de este esquema de control, produce la ocurrencia de errores de frecuencia e intercambios, que integrados dan origen a los llamados errores de tiempo sincrónico (ξ) y de intercambios indeseables (I_i). Estos errores son compensados a través de procedimientos especiales y el más actual es propuesto por Cohn⁴ que sugiere una técnica de control que se basa en agregar, en forma coordinada, factores de corrección tanto para los intercambios indeseables como para errores de tiempo del sistema; la ecuación anterior finalmente toma la forma

$$E_i = (T_i - T_{oi} + \frac{I_i}{H}) - 10B_i (F - F_0 - b\xi) \quad (6)$$

donde:

H = tiempo en horas en el cual el intercambio involuntario acumulado será corregido.

b = es el factor de conversión del tiempo para frecuencia (H_2/s), también llamado de bias del error del tiempo.

EJECUCION DEL CONTROL

Al examinar las implementaciones prácticas, vemos que el control automático de la generación se presenta asociado siempre al llamado Despacho Económico de Car-

ga (DEC). Es una asociación natural, que lleva a la realización de controladores que buscan no solo despachar las generaciones de las áreas de modo a servir a la carga y los compromisos de intercambio, sino al mismo tiempo buscando minimizar el costo de generación de área.

El despacho económico es, básicamente, un problema matemático de minimización de una función objetivo (en este caso el costo de la generación) sujeta a restricciones. En la práctica, la carga económica de cada máquina, en un conjunto es precalculado para diversos niveles de carga en el área.

En la implementación de despacho de carga (DEC) y control carga-frecuencia LFC, después de un cálculo de nuevos valores de generación, el computador debe aguardar un tiempo, de manera a permitir que el sistema llegue a los nuevos niveles. En otras palabras, el programa DEC debe esperar que el error se anule. Este tiempo de interrupción de la ejecución del programa DEC puede ser disminuído si se ejecuta una simulación del sistema; esta simulación nos permitirá evaluar con rapidez el resultado de las acciones de control sobre el desempeño del sistema.

La experiencia demuestra que no es necesario ejecutarse el programa DEC con gran frecuencia. Es práctica común realizarla a intervalos de tiempo determinados, o cada vez que se verifica una variación permanente y de una determinada magnitud de carga. Resulta así que, entre dos despachos consecutivos, el sistema ejerce exclusivamente el control LFC, buscando anular el valor de ECA. La frecuencia de ejecución del programa de control LFC, es mas elevada de que la correspondiente del programa de DEC. Por ejemplo:

LFC cada 5 segundos
DEC cada 5 minutos

Un diagrama de flujo de un sistema digital de control carga-frecuencia va presentado a continuación en la Figura 3.

CRITERIOS DE DESEMPEÑO

El análisis de un sistema de control lleva, a su debido tiempo, el examen de los criterios establecidos para medir o caracterizar el desempeño de este sistema. Una vez establecido se puede pensar en analizar y detectar las causas de desempeño menos adecuados.

Los criterios de desempeño de la operación interconectada son establecidos por entidades formadas por las empresas participantes. Aunque envuelven aspectos particulares de cada sistema, es importante citar algunos principios básicos y criterios mínimos⁵

- El ECA debe anularse una vez, por lo menos, a cada 10 minutos.
- El valor medio del ECA en un período de 10 minutos debe permanecer dentro de un cierto límite (Ld).

Es interesante notar que el suceso de la operación interconectada depende básicamente de la capacidad de las áreas en atender rápidamente sus variaciones de carga, exigiendo un control automático de generación efectivo, que se traduce, en requisitos de equipamientos de control, como de RESERVA DE GENERACION ADECUADA.

METODOS DE SIMULACION DIGITAL

La simulación digital con modelos válidos es una herramienta útil, sino ideal, para una evaluación realista del desempeño dinámico de sistemas de control

en fase de desarrollo o de pruebas, así como de nuevas estrategias de despacho.

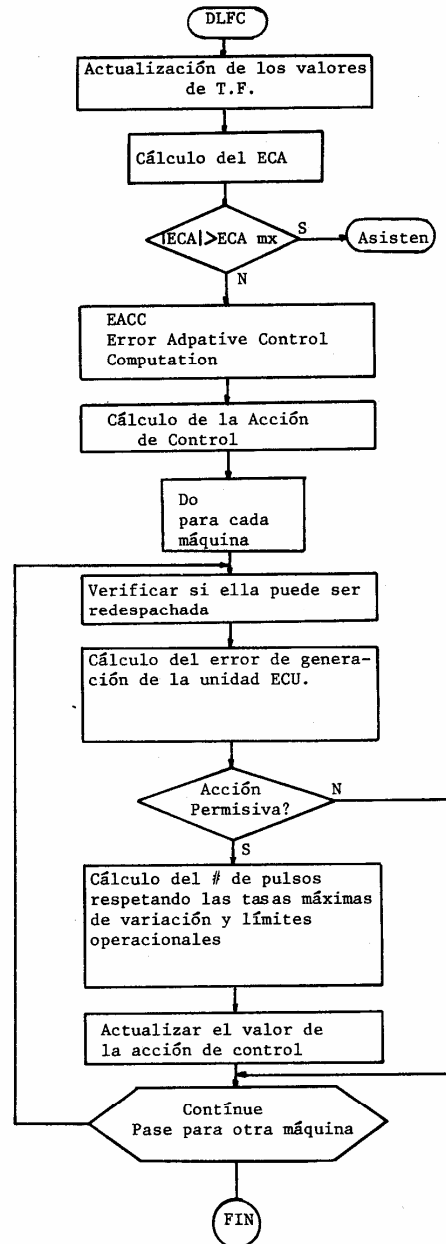


Figura 3. Sistema de Control Digital Carga-Frecuencia

En la selección de modelos para la simulación es necesario tomar en cuenta que la estructura de un sistema eléctrico envuelve diversos subsistemas y por

lo tanto grandes dimensiones, con una interacción de considerable complejidad entre las variables de las componentes del sistema. Sin embargo, cuando los fenómenos de control carga-frecuencia, de duración de pocos segundos hasta varios minutos (0.5 ciclos por minuto a 15 ciclos por minuto), son los principales objetos de la investigación, surge la oportunidad de simplificación en las ecuaciones básicas correspondientes.

Los métodos comúnmente encontrados en la práctica son:

a) Método de los Coeficientes de Potencia Sincronizante

En este método se busca representar los efectos elásticos de la red de transmisión definidos por los coeficientes de potencia sincronizante entre máquinas, como los efectos de inercia de las masas en rotación, y las dinámicas de las máquinas primarias y sus reguladores de velocidad. El modelo del sistema electromecánico es derivado de la ecuación de oscilación de rotor, al que se adiciona el correspondiente amortiguamiento oriundo de la carga.

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - T_o) \quad (7)$$

para desvíos a partir de un punto inicial de operación

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (\Delta T_m - \Delta T_e - \Delta T_o) \quad (8)$$

donde:

ΔT_m = desvío del torque mecánico obtenido a partir de la salida del modelo máquina primaria y su control.

ΔT_e = torque eléctrico calculado a través del coeficiente de potencia sincronizante

A partir de la relación máquina-barra infinita tenemos:

$$P_e = \frac{E \cdot V_{\infty}}{X_d + X_l} \text{Sen } \delta \quad (9)$$

donde:

δ = ángulo entre E y V_{∞}

para pequeños desvíos

$$P_e \approx P_{e0} + \left. \frac{\partial P}{\partial \delta} \right|_0 \Delta \delta \quad (10)$$

$$\Delta P_e = K \cdot \Delta \delta \quad (11)$$

donde:

$\frac{\partial P}{\partial \delta} \approx K$ (coeficiente de potencia sincronizante)

Para una máquina genérica (i) de un sistema multi-máquinas, se tiene el diagrama de bloques correspondiente

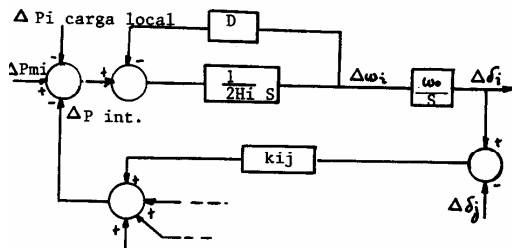


Figura 4. Diagrama de bloques de una máquina genérica.

La representación de la red, se basa en las relaciones que caracterizan el intercambio de potencia entre N fuentes

$$P_i = \text{Re} \{ V_i \cdot I_i^* \} \quad (12)$$

y en el modelo de la red:

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_1 \\ \dot{I}_2 \\ \dots \\ \dot{I}_i \\ \dots \\ \dot{I}_n \end{bmatrix} = Y \begin{bmatrix} \dot{V}_1 \\ \dot{V}_2 \\ \dots \\ \dot{V}_i \\ \dots \\ \dot{V}_n \end{bmatrix} \quad (13)$$

La matriz Y es la matriz de admitancias que incluye el sistema de transmisión, las cargas tipo Z constantes, reducidas a la barra de generación

$$\Delta P = K \Delta \delta \quad (14)$$

En la determinación de los coeficientes K, se considera solamente el efecto del devanado de campo, lo que lleva a una representación de la máquina sincrónica por una fuente atrás de $X'd$ sobre el eje d, y una reactancia Xq sobre el eje q¹². Forma adecuada para representar tanto las máquinas sincrónicas de rotor liso como las de polos salientes.

La determinación muy trabajosa y la complejidad de las expresiones analíticas de los coeficientes de potencia sincronizante para un sistema multi-máquinas lleva a una determinación directa basada en la definición de estos coeficientes y que resulta fácilmente implementable en un programa de estabilidad convencional así descrito en referencia 11.

b) Método BPA.

Este método no representa la red de interconexión; por el modelo escogido en este método se eliminan las oscilaciones electromecánicas existentes entre máquinas o grupo de máquinas empleando el método de balance de energía. Este recurso de balance de energía es aceptable comparando las bajas velocidades de respuesta de los reguladores de velocidad. La eliminación de las OEM del rotor implica en admitir coherencia de las oscilaciones a través de todo el sistema, considerando una frecuencia común.

c) Método EPRI.

Este método incluye los efectos de la variación de la tensión sobre las cargas y sistemas de transmisión, aquí son eliminadas las oscilaciones electromecánicas por la consideración de una única inercia equivalente para el sistema. Se admite por otro lado, al conservar la red y las cargas, que los generadores controlan efectivamente las tensiones terminales (esta hipótesis es substituida por la representación de la fuente atrás de la reactancia cuando existe un déficit de la capacidad de reactivos de la máquina). De este modo la dinámica de los sistemas de regulación de tensión no se hacen presentes en la simulación.

En los modelos encontrados en la literatura técnica la mayoría de modelos de turbinas hidráulicas fueron desenvueltos con el objeto de aplicarse en estudios de estabilidad transitoria, donde el espectro de tiempo del fenómeno es reducido y las ecuaciones son desenvueltas considerando puntos de operación próximos del punto inicial de trabajo.

En este trabajo se propone un modelo de turbina hidráulica aplicable en estudios carga-frecuencia don

de el espectro del fenómeno es mayor y los desvíos no son necesariamente pequeños desvíos.

A partir de las relaciones básicas, para una turbina ideal sin pérdidas se tiene:

$$P = K1. Q.H \quad (15)$$

$$Q = K2. G\sqrt{H} \quad (16)$$

$$P = T.N \quad (17)$$

donde:

P = potencia mecánica

T = torque de la turbina

N = velocidad de giro

Q = caudal

H = altura de la columna de agua

G = abertura de la compuerta

K = peso específico del agua

Para una turbina real

$$Pm = K(Q-Q_{NL}) H \quad (18)$$

Imaginando la turbina operando en condiciones nominales de rotación Nr y de altura nominal Hr , y para una condición de carga cualquiera definida por las condiciones Qo, Go, Pmo . Considerando un nuevo punto de operación no necesariamente próximo.

$$Q = Qo + \Delta Q$$

$$G = Go + \Delta G$$

$$H = Hr + \Delta H \quad (19)$$

$$Pm = Pmo + \Delta P$$

$$N = Nr + \Delta N$$

Para este nuevo punto de operación y normalizando respecto a los valores nominales:

$$\frac{Qo + \Delta Q}{Qr} = \frac{Go + \Delta G}{Gr} \left(\frac{Hr + \Delta H}{Hr} \right)^{1/2} \quad (20)$$

$$\frac{Pmo + \Delta P}{Pmr} = \frac{[(Qo + \Delta Q) - Q_{NL}]}{Qr - Q_{NL}} \frac{Hr + \Delta H}{Hr} \quad (21)$$

se transforman en

$$q = g(1+h)^{1/2} \quad (22)$$

$$pm = \frac{q - q_{NL}}{1 - q_{NL}} (1+h) \quad (23)$$

donde

q, g, pm = son valores en el nuevo punto de operación y normalizados

h = desvíos en torno a Hr y normalizados

Considerando que el valor de la abertura del distribuidor viene normalizado en la escala del sensor g' y el modelo de turbina fue deducido con la abertura del distribuidor normalizada en relación a G_{FL} (abertura nominal de plena carga), se modifica

$$g' = g \frac{G_{FL}}{G_{max}} \quad \text{o} \quad \frac{G_{max}}{G_{FL}} = \frac{1}{g'_{FL}} \quad (24)$$

que es conocida como la ganancia de la turbina.

Considerando el coeficiente de amortiguamiento en las turbinas, tenemos:

$$pm = \frac{q - q_{NL}}{1 - q_{NL}} (1+h) - g.D.n \quad (25)$$

$$Tm = \frac{\frac{q - q_{NL}}{1 - q_{NL}} (1+h) - g.D.n}{\frac{Nr + \Delta N}{Nr}} \quad (26)$$

El desempeño de turbinas hidráulicas es dominado por el efecto de la inercia de agua, que provoca variaciones en el flujo de la turbina

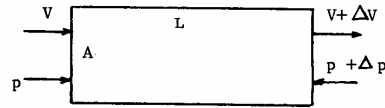


Figura 5. Conducto de presión

tenemos:

$$\rho LA \frac{dV}{dt} = -A dp \quad (27)$$

$$p = \omega H \quad \text{o} \quad dp = \omega dH \quad (28)$$

reordenando estas ecuaciones

$$\rho L \frac{d}{dt} (Qo + \Delta Q) = -\omega A \Delta H \quad (29)$$

$$\text{y} \quad dH = H - Hr = \Delta H \quad (30)$$

$$\omega = \rho g \quad (31)$$

normalizando

$$\frac{\rho L Qr}{\omega A Hr} \frac{d}{dt} \left(\frac{Qo + \Delta Q}{Qr} \right) = -\frac{\Delta H}{Hr} \quad (32)$$

$$\text{o} \quad Tw s q = -h \quad (33)$$

donde:

Tw = tiempo de partida nominal

se llega al diagrama de bloques

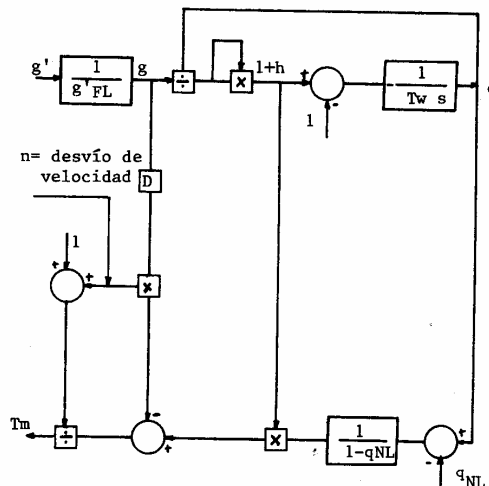


Figura 6. Modelo no lineal para turbinas hidráulicas

Se puede observar que a excepción de h, que es un desvío, todos los demás son valores del punto de trabajo ($Qo, Go, Po \dots$) normalizados respecto a valores nomi

nales.

Considerando que:

$$q = q_0 + \frac{\partial q}{\partial g} \Delta g + \frac{\partial q}{\partial H} \Delta h \quad (34)$$

$$p_m = p_{m0} + \frac{\partial p_m}{\partial g} \Delta g + \frac{\partial p_m}{\partial H} \Delta h \quad (35)$$

$$\Delta q = \frac{h}{T_w s} \quad (36)$$

se llega a la relación

$$\Delta p_m = \frac{1 - g_0 T_w s}{1 + g_0 \frac{T_w s}{2}} \Delta g - D \cdot g_0 \cdot n \quad (37)$$

relación que permite observar la respuesta en el tiempo, de la potencia mecánica y del fenómeno conocido como golpe de ariete.

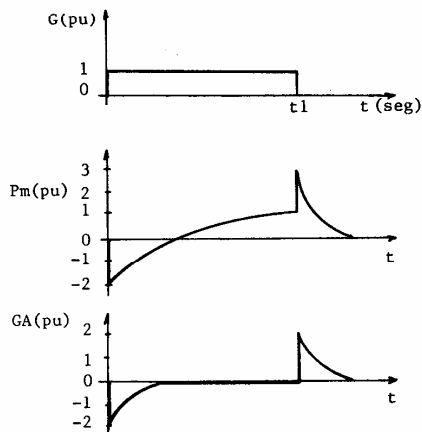


Figura 7. Potencia mecánica y golpe de ariete

SISTEMAS ADAPTATIVOS

En estos sistemas existe un compromiso de dosificar la acción de control conforme las necesidades y conveniencias del proceso controlado. La literatura técnica comenta que el esfuerzo de control para anular el ECA en condiciones normales de operación no es necesariamente eficaz, pudiendo hasta originar un aumento en los desvíos de frecuencia. Un esfuerzo inútil y hasta indeseable del control automático de generación (CAG) es atribuido básicamente a la tentativa del sistema en seguir las variaciones aleatorias de carga, así como las variaciones determinísticas con elevada tasa de variación y de corta duración, oriundas, sea de oscilaciones electromecánicas partida de grandes motores, trenes de laminación, etc.

Estas acciones de control traen serios inconvenientes a la operación de máquinas térmicas y nucleares, causando perturbaciones a los procesos de combustión y de generación de vapor, exigiendo, de este modo, un control coordinado turbina-generador de manera a minimizar las variaciones de presión y temperatura, y en las máquinas hidráulicas utilizadas en la reserva girante y en el CAG, se debe tomar en cuenta las limitaciones oriundas de variaciones de presión en las canalizaciones, como de las modificaciones rápidas del nivel de agua en el canal de fuga.

Estas motivaciones inducen a la implementación de sistemas adaptativos para CAG, una de ellas es conocida como "Control Adaptativo del Error de Control de Área (EACC)".

El principio de operación del EACC se basa en la modificación de las ganancias del controlador principal, en un valor que depende de decisiones que se basan en el examen de la expresión lógica del tipo.

$$|ECA + BDL \cdot k(IECA) \cdot IECA| > BD \quad (38)$$

AND

T permanencia en esta condición > TBD

donde:

$$IECA = \int_0^t ECA(\xi) d\xi \quad \text{integral del error de control de área} \quad (39)$$

k(IECA) = factor peso, variable con valor de IECA = min (1, cociente entre el valor del IECA y el valor máximo normal esperado para intercambios indeseables)

BD, BDL = coeficientes de rechazo de banda BD, y función del tiempo medio entre cruzamientos por cero de la componente aleatoria contenida en ECA (f(α))

CONTROL INTEGRADO

Con la creciente importancia de la electricidad en la actividad del hombre y el consecuente apareamiento de sistemas interconectados de gran porte, la tarea de decisión se tornó bastante compleja. A la complejidad, oriunda de las innumerables interacciones entre gran número de variables, se juntan cortos plazos disponibles para la decisión y comando del sistema, provenientes del diseño y operación de los equipos más próximos a los límites.

Es natural, por lo tanto, que se observe en la actualidad, un empleo más extenso de técnicas más avanzadas de control, y es aquí que vamos a identificar la posición ocupada por la actividad Control Automático de la Generación en este contexto.

En razón de la complejidad y dimensiones del problema, con la finalidad de una solución de control global, se recurre en la práctica, a las llamadas técnicas de descomposición provenientes de la teoría de sistemas.

El problema es así descompuesto en subproblemas de control, cada uno con sus objetivos propios. La solución de cada subproblema, a la vez origina un conjunto de acciones de control que entonces son coordinados en beneficio del desempeño global, definiéndose así una estructura gerárquica de control.

Estados de un Sistema

La operación de un sistema se puede considerar como asociada a dos conjuntos de relaciones:

- relaciones de igualdad del tipo $G(x, u) = 0$
- relaciones de desigualdad del tipo $H(x, u) \geq 0$

Las relaciones de igualdad se atribuyen a las cargas y se traducen por relaciones de flujo de potencia; las relaciones de desigualdad se originan a la vez de las limitaciones de los equipamientos y de las variables del sistema. Con estas consideraciones se pueden identificar tres estados de operación:

- estado normal
- estado de emergencia
- estado restaurativo

El sistema se encuentra en un estado normal si las restricciones de carga y de limitación de operación son satisfechas; en un estado de emergencia cuando algunas restricciones de desigualdad deja de ser sa-

tisfecha, y en un estado restaurativo si las restricciones de carga no son plenamente atendidas.

Confiabilidad-Seguridad

En el concepto moderno de operación se acostumbra enunciar que la función de un sistema de potencia es la de servir a las cargas de manera confiable y segura, con un costo mínimo si es posible. La confiabilidad es la probabilidad asociada a un desempeño adecuado del sistema, desde el instante presente hasta un tiempo en el futuro. El concepto de seguridad se asocia a la capacidad para soportar disturbios.

Control Integrado-Control para Seguridad

En el caso del sistema propuesto por Dy Liacco, las acciones están organizadas en tres niveles jerárquicos:

- acción de control directas (nivel 1)
- acciones de control optimizadoras (nivel 2)
- acciones de control adaptativas (nivel 3)

Las acciones del control automático de generación serán, en este esquema, acciones tipo directas, presentes por ocasión de estados normales.

La función despacho económico de carga corresponde en este caso a acciones de control de optimización en un estado normal.

REFERENCIAS

1. KIRCHMAYER, Leon K., "Economic Control of Interconnected Systems", New York, John Wiley & Sons 1953, 207 p.
2. COHN, Nathan., "Control of Generation and Power Flow on Interconnected Systems", New York, John Wiley & Sons, Second Edition, 1971, 132 p.
3. DE MELLO, F. P., "Dinâmica e Controle de Geração Serie PTI, Vol.6, ELETROBRAS, R.J. 1971
4. COHN, Nathan., "Technics for Improving the Control of Bulk Power Transfers on Interconnected Systems", IEEE Transactions, Vol. PAS-90, No. 6 pp. 2409-2419, Nov./Dec. 1971.
5. NERC, North American Electric Reliability Council Operating Committee, Operating Manual, 1981.
6. ROSS, C.W., "Error Adaptive Control Computer for Interconnected Power Systems, IEEE Transactions, Vol. PAS-85, No. 7, pp.742-749, July 1966.
7. DE MELLO, F. P., MILLS, R.J., "Automatic Generation Control, Part I - Process Modeling and Part II - Digital Control Techniques, IEEE Transaction, Vol. PAS -92, No.2, pp. 710-715 and 716-722 March/April 1973.
8. EPRI - Long Term Power System Dynamics - Vol I, Summary and Technical Report, Final Report of EPRI Research Project 90-7, June 1974.
9. TAYLOR, C. W., CRESAP, R. L., "Real Time Power System Simulation for Automatic Generation Control, IEEE Transactions, Vol. PAS -95, No. 1 pp. 375-384, Jan/Feb. 1976.
10. DY LIACCO, T. E., "The Adaptive Reliability Control System, IEEE Transactions, Vol. PAS-86, pp. 517-531, May 1967.
11. NOVOA, F. E., "Contrôle Carga-Frekuensi" Tese COPPE/UFRJ, 1984.
12. DE MELLO, F. P., "Concepts of Synchronous Machine Stability as Affected by Excitation Control",

IEEE Transactions, Vol. PAS-88. No. 4, pp. 316-329, April 1969.

DATOS BIOGRAFICOS



NOVOA ALBUJA, FABIAN E. Nació en Cayambe en Mayo 17, 1954. Obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional. "Mestre em Ciências", M.Sc. en Sistemas de Energía Eléctrica en la COPPE/UFRJ, Brasil año 1984. Trabaja en INECEL a partir de 1977, inicialmente en la División de Ingeniería Eléctrica, Departamento de Sistemas de Potencia y Protecciones de la DEIC. Actualmente presta sus servicios en la DOSNI, Planificación Operativa. Colabora también con la Facultad de Ingeniería Mecánica de la ESPE.