

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS PARA LA SINTONIZACIÓN DE LOS A.G.C. EN SISTEMAS MULTIÁREA

Argüello Gabriel, Ing.

Almeida Wendy, Ing.

Escuela Politécnica Nacional

1. INTRODUCCIÓN

En un mundo tendiente a la globalización es común que sistemas eléctricos independientes tiendan a interconectarse a fin de incrementar su robustez eléctrica, como es de esperar este proceso presenta mayores complicaciones técnicas en su modo operacional como es el control conjunto de frecuencia e intercambio.

El Ecuador inmerso en este proceso de globalización se encuentra en la actualidad interconectado de forma sincrónica con el sistema colombiano a nivel de 230kV y de forma radial con el sistema peruano 230kV.

Bajo el primer esquema fue necesaria la implementación de la función control automático de generación, el cual tiene como uno de sus principales parámetros el factor bias de frecuencia.

Bajo estos antecedentes se plantean las incógnitas, cuales son los parámetros correctos para que la operación del Control Automático de Generación y por ende de las unidades que son controladas por él, no realicen ni sobre regulación ni sub regulación, en el primero de los casos, estaría en juego la vida útil de las unidades generadoras, en el segundo caso se pondría en riesgo la seguridad del sistema. Y es esta pregunta la que se quiere contestar con la elaboración del presente trabajo.

Además se describirá los principales problemas operativos encontrados al trabajar de forma interconectada con el sistema colombiano en cuanto al AGC se refiere.

PALABRAS CLAVE: Control Automático de Generación; Factor de Polarización (Bías de Frecuencia); Análisis de la Operación de Áreas Interconectadas.

garguello@cenace.org.ec
walmeida@cenace.org.ec

2. GENERALIDADES

El Control Automático de Generación tiene la funcionalidad de realizar el control secundario de frecuencia y/o del intercambio entre áreas eléctricas interconectadas. Sus comandos de control los realiza a través de su función de cálculo del Error de Control de Área ACE, el cual determina los desbalances entre la generación y la demanda del área controlada.

EL AGC puede operar en varios modos de acuerdo a las variables a controlar:

- Tie Line Bias, controla de manera combinada la frecuencia y el intercambio

$$ACE = (I_a - I_f) - 10 \beta (f_a - f_f)$$

- Flat Frequency, controla la frecuencia

$$ACE = - 10 \beta (f_a - f_f)$$

- Flat Tie Line, controla exclusivamente el intercambio

$$ACE = (I_a - I_f)$$

En donde:

I_a = Valor de Intercambio actual

I_f = Valor de Intercambio final

f_a = Valor actual de frecuencia

f_f = Valor final de frecuencia

β = Factor bias de frecuencia (MW/Hz.)

3. FACTOR BIAS DE FRECUENCIA

Previo a detallar los métodos de cálculo es necesario describir en forma general las funciones que debe cumplir el factor Bias de frecuencia.

- Funciones de Obligación

El valor del bias de frecuencia debe ser tal que en un sistema interconectado; cada área sea capaz de absorber sus propias

variaciones, independientemente del tipo de control del AGC.

• Funciones de Contribución

Es crítico estudiar el valor del factor Bias, desde el punto de vista de su actuación ante un cambio remoto de carga ya que es necesario analizar la naturaleza de la respuesta impuesta, es decir se debe establecer si durante el periodo de disturbio en una determinada área, las zonas vecinas alivian o agravan el efecto de la falla en el sistema dependiendo del valor del Bias que tengan calibrado.

La característica de la respuesta natural del sistema “B” es negativa y representa en sí la combinación de la respuesta del sistema de regulación y de la carga ante desviaciones de frecuencia.

Matemáticamente la respuesta natural del sistema se expresa:

$$B = R + \frac{1}{D} \left[\frac{MW}{Hz} \right]$$

En donde:

R = Característica de regulación (estatismo) equivalente.

D = Amortiguamiento de la carga sensible a la frecuencia.

Por lo tanto es posible obtener la característica natural del sistema (B) a través de la pendiente resultante de la combinación de las curvas de generación y carga ante variaciones de frecuencia como se aprecia en la figura 1.

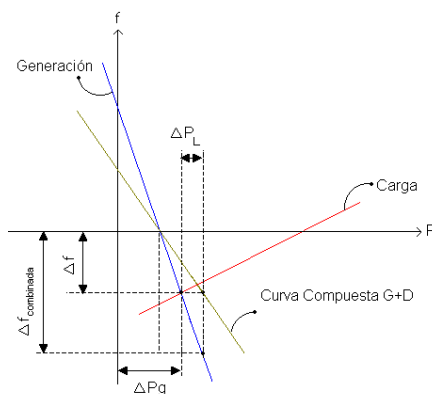


Figura 1: Característica Natural del Sistema

R es tomado en estado estable; en forma ideal todas las unidades deberían tener

establecido el mismo valor de estatismo para evitar oscilaciones en el sistema.

Aunque se ha planteado que esta es una condición para estado estable, se han realizado estudios de sistemas eléctricos, los cuales junto con la experiencia indican que para obtener un buen control en estado dinámico, es necesario que el valor del factor Bias de Frecuencia (β) sea lo mas cercano posible a la característica de regulación combinada del sistema (B).

De forma general es posible acotar que el inverso de la pendiente de la curva resultante representa el Bias de Frecuencia (β).

- Si β es pequeño; implica el regulador inyecta menor potencia al sistema ante una variación de frecuencia Δf .
- Si β es grande; el regulador inyecta mayor potencia al sistema ante una variación de frecuencia Δf .
- Si el valor de β es igual a cero, se tiene un control rígido de intercambio
- Si el valor de β es infinito, se tiene un control rígido de frecuencia.

4. MÉTODOS DE CÁLCULO DE β

4.1 MÉTODO I

Tomando en cuenta que en proporción el amortiguamiento de la carga es casi despreciable con relación a la característica del regulador de generación, se puede considerar al factor Bias de Frecuencia como una energía regulante.

Con datos reales este puede ser calculado tomando en cuenta el valor de frecuencia al cual se estabiliza el sistema posterior a un disturbio y la magnitud (MW) del mismo:

$$\beta = \frac{MW \text{ de disturbio}}{Frecuencia \text{ final } Hz} = \left[\frac{MW}{Hz} \right]$$

4.2 MÉTODO II

El cálculo del factor Bias de frecuencia tomando en cuenta el amortiguamiento de la carga y los estatismos de las máquinas del parque eléctrico, puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$\beta = \frac{1}{R_{eq}} + D = \left[\frac{MW}{Hz} \right]$$

En donde:

R: es el estatismo equivalente del sistema, considerando todas las unidades del parque generador en Línea en el instante de la falla (p.u.)

$$Re\ q = \frac{1}{\frac{1}{R1} + \frac{1}{R2} + \dots + \frac{1}{Rn}}$$

D: amortiguamiento de la carga (p.u.)

4.3 MÉTODO III

Mediante pruebas de pérdida de generación controladas, en las que se tomara registros de la frecuencia e intercambio al cual se estabiliza el sistema previo a la actuación de la regulación secundaria.

4.4 MÉTODO IV

Debido a que el comportamiento de un sistema de potencia es dinámico, la mejor forma de obtener un valor del factor Bias de Frecuencia cercano a su característica natural, es manejar un registro estadístico de eventos/fallas con valores de demanda total y comportamiento de frecuencia e intercambio, a fin de generar una base de datos consistente para un posterior análisis que permita determinar el valor del factor bias de frecuencia.

La Figura 2 representa un comportamiento de la frecuencia generalizado en sistemas interconectados ante un disturbio de pérdida de generación en donde:

- A** Frecuencia del sistema interconectado inmediatamente antes de la perturbación
- B** Frecuencia del sistema interconectado inmediatamente después de que esta se estabiliza por la acción de los reguladores de las máquinas pero antes de que el sistema AGC actúe.
- C** Punto en el cual la frecuencia alcanza su máxima desviación por la pérdida de energía cinética de las turbinas de los generadores.

El cálculo de la respuesta natural del sistema se define paso a paso a continuación.

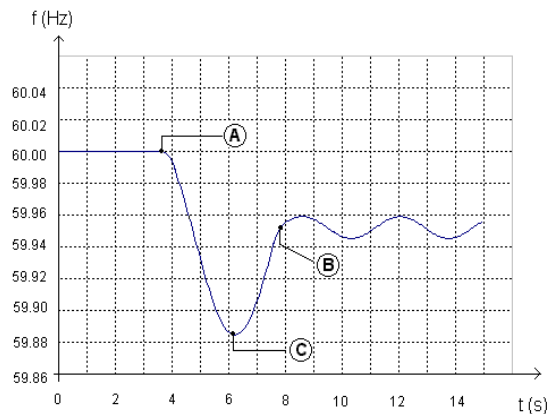


Figura 2: Respuesta de frecuencia ante pérdida de generación

En cada evento se registra los siguientes parámetros.

- Frecuencia Inicial (A)
- Frecuencia posterior a la acción de la regulación primaria de frecuencia (B).
- Intercambio inicial
- Intercambio posterior a la acción de la regulación primaria de frecuencia.
- Demanda total del sistema.

Para el intercambio se considerará la siguiente convención de signos

Intercambio positivo (+) para exportación.
Intercambio negativo (-) para importación.

Partiendo de que la respuesta del error de control de área es:

$$ACE = (I_a - I_f) - 10 \beta (f_a - f_f)$$

- I_a = Valor de Intercambio actual
- I_f = Valor de Intercambio final
- f_a = Valor actual de frecuencia
- f_f = Valor final de frecuencia

En sistemas interconectados el área en la cual no se produjo el disturbio no debe presentar error de control de área por lo tanto: ACE = 0:

$$(I_a - I_f) - 10 \beta (f_a - f_f) = 0$$

$$\beta = \frac{I_a - I_f}{10 \times (f_a - f_f)}$$

El factor 10 se utiliza para cambiar las unidades a MW/0.1Hz, en Ecuador en el sistema de tiempo real utilizado por el

CENAGE, el factor Bias de Frecuencia que se expresa en MW/Hz, por lo que la fórmula se reduce a:

$$\beta = \frac{Ia - Is}{fa - fs}$$

Las condiciones para que un evento ya sea en Colombia o Ecuador sea tomado en cuenta para el cálculo del Bias de Frecuencia mediante este método son las siguientes:

- La magnitud de evento debe ser tal que la R.P.F. del país en el que se dio el disturbio no sea capaz de asumirla por si sola debiendo existir variación en el intercambio.
- No debe existir Esquema de Alivio de Carga.
- No debe existir oscilaciones en el sistema.

Análisis Comparativo

- Los resultados obtenidos con el método II son validos siempre y cuando los estatismos de las unidades generadoras estén correctamente ponderados.
- En el método II se asume linealidad en la curva característica de estatismo de las unidades generadoras, lo cual es falso ya que, debido a las particularidades físicas propias de cada máquina este no es totalmente lineal sino presenta irregularidades, lo que intrínsecamente introduce un error en el cálculo del Bias de Frecuencia mediante esta técnica.
- La carga es un elemento dinámico que en los métodos I y III no es tomado en cuenta, aunque debido a la característica de tipo de carga del país (mayoritariamente residencial) no afecta en mayor proporción, si logra introducir un error aunque no de forma significativa.
- Por los puntos precedentes, se concluye que el mejor método para a realizar el cálculo de la respuesta natural de un sistema de potencia y por ende del factor Bias de Frecuencia es en base a un análisis estadístico de eventos reales.

5. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL A.G.C. EN TIEMPO REAL

5.1 GENERALIDADES

En la implementación y manejo de esta función en tiempo real se presentaron algunos inconvenientes, los cuales permitieron estudiar a fondo el comportamiento del A.G.C. tanto en áreas aisladas como sistemas interconectados, analizando sus defectos y fortalezas, de tal manera que se pueda corregir, complementar y proponer soluciones, tendientes a la mejora continua de la operación en tiempo real y optimización de recursos

5.2 REFERENCIAS INCORRECTAS

5.2.1 Problemas en Transductores

Al tener un valor de referencia ya sea de intercambio o frecuencia erróneo, se tiene que el AGC tratará constantemente de reducir el valor del ACE a cero llevando estos parámetros hasta los valores erróneos que se encuentran calibrados, lo que provocaría que en la realidad la diferencia entre los valores correctos referenciales y los valores reales se incremente crecientemente, provocando incluso una desestabilización del sistema con repercusiones mucho mas graves.

Al trabajar en áreas interconectadas por lo general se toma las mediciones en un punto común, pero al momento en que se convierten los datos al respectivo sistema de control de cada una de ellas, podría surgir diferencia entre el verdadero valor medido por el registrador y el valor con el que se trabaja en el centro de control para lo cual es necesario realizar el estudio respectivo a fin de encontrar los valores correctos de calibración en los transductores y evitar mencionado problema.

En el caso de que las mediciones se realicen en diferentes puntos es necesario tomar en cuenta los respectivos factores de corrección para que las áreas interconectadas detecten el mismo valor en su sistema AGC, caso contrario cada AGC estaría realizando un control en función de sus propios valores que pueden ser distintos a los de sus vecinos.

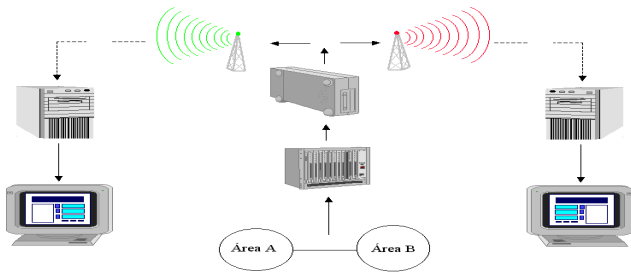


Figura 3: Sistema de adquisición de datos.

5.2.2 Referencias Distintas de Intercambio

Este problema se presenta al trabajar con dos puntos referencia para medición del intercambio y no tener en cuenta las pérdidas existentes en el sistema, las que no son constantes en el tiempo y dependen directamente del flujo por la línea de interconexión para una demanda dinámica.

En el caso específico del sistema Colombo - Ecuatoriano, se tiene dos puntos de medición, en la S/E Sta. Rosa para Ecuador y en la S/E Jamondino para Colombia.

Citando un ejemplo sencillo se tendría que; trabajando con un intercambio programado de 220MW, para que los sistemas AGC funcionen de forma correcta según estudios de la Dirección de Planeamiento del CENACE se debe considerar alrededor del 3% de pérdidas (8MW) para su calibración así:

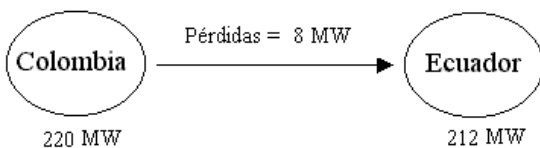


Figura 4 Referencias Distintas de Intercambio

220MW y 212 MW respectivamente corresponden los valores a ser calibrados en cada país; sin considerar las pérdidas,

ficticiamente se tendría que tanto Colombia como Ecuador poseen 220MW, pero en la realidad Colombia estaría enviando 228MW para que Ecuador reciba 220MW.

5.3 CONGELAMIENTO EN LAS MEDICIONES

Relacionado con la rapidez del sistema de transmisión de datos, si se ha solucionado el problema en transductores y se conoce con certeza que el valor medido en el punto de interconexión es igual al que se tiene en el centro de control, el siguiente tópico a considerar es que pasa si esta información no está sincronizada con los eventos de tiempo real?

Para el análisis se tomara como referencia la figura 5:

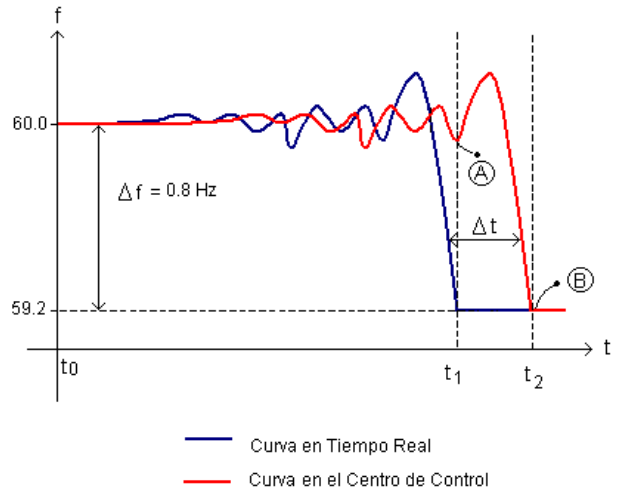


Figura 5: Congelamiento de mediciones

Al tiempo t_0 se tiene condiciones normales, posteriores a las cuales surge un disturbio; en t_1 es apreciable que la curva de tiempo real presenta un desvío de frecuencia de 0.8Hz con respecto a la nominal, lo que constituye un valor que afecta considerablemente al sistema, pero la curva con la que trabaja el centro de control no detecta esta variación hasta transcurrido el tiempo t_2 (punto B).

Este efecto puede producir la rápida desestabilización del sistema, ya que se tomarían medidas de control ante eventos no reales.

En el control de tiempo real es crítico que las mediciones y órdenes se ejecuten cuando se las solicita, no antes ni después.

5.4 DIFERENTES VELOCIDADES DE TOMA DE CARGA

La velocidad de toma de carga viene expresada en MW/min, lo ideal para el funcionamiento de AGC's en forma sincronizada es que los dos posean exactamente la misma velocidad.

Ya que uno de los objetivos del control suplementario es recuperar las reservas de regulación primaria, se puede plantear en forma puntual que en modo AGC mientras el área en la que se produjo el disturbio asume sus responsabilidades incrementando o disminuyendo generación, el área ajena al disturbio debe retornar a sus condiciones iniciales recuperando la generación aportada al sistema interconectado por efecto de regulación primaria.

Para investigar el efecto de manejar controles automáticos de generación en función de su velocidad de toma de carga se trabajará en base al caso hipotético a continuación detallado.

Se tiene el sistema interconectado A - B, en el área B se da un disturbio perdiendo una cantidad X de generación, lógicamente posterior a la actuación de la regulación primaria de frecuencia, entra en funcionamiento el AGC de tal forma que el área B incrementa su generación con dos objetivos, retornar al sistema a sus condiciones normales de operación y reestablecer la reserva de RPF al parque generador, mientras que el área A se encarga únicamente de recuperar su reserva disminuyendo su generación.

En la figura 6 gráfica I se indica el comportamiento de la generación en A y B ante un disturbio de pérdida de generación en B, en su proceso evolutivo de R.P.F. ($t_0 - t_1$), equilibrio ($t_1 - t_2$), y R.S.F. ($t_2 - t_3$).

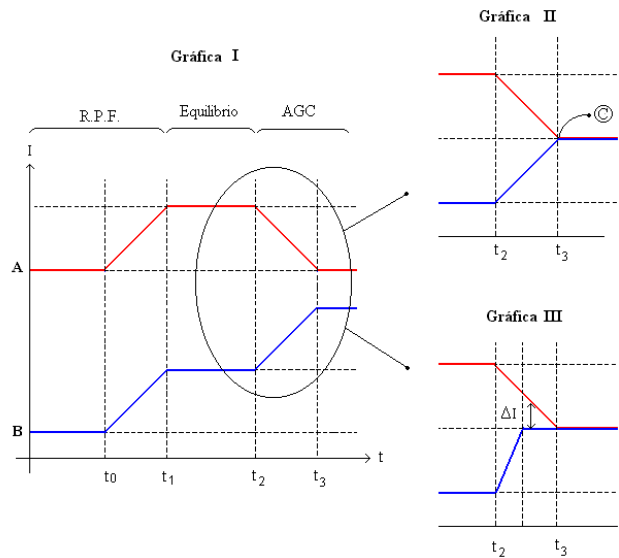


Figura 6 Diferentes Velocidades de Toma de Carga

Específicamente en la gráfica II se advierte el comportamiento de A Y B si sus velocidades de toma de carga son iguales, es posible apreciar que simultáneamente mientras el sistema B incrementa generación, el sistema A disminuye la suya hasta llegar a un punto de equilibrio en el cual B asume todo el disturbio y A recupera sus condiciones iniciales.

En ningún punto entre t_2 y t_3 de la gráfica II, se observa una diferencia de intercambio, ya que siempre la generación de B tiene como contraparte la generación de A de igual magnitud pero en dirección contraria.

En la gráfica III, se analiza a sistemas interconectados trabajando con distintas velocidades de toma de carga, es posible visualizar que en cada punto entre t_2 y t_3 existe una diferencia de intercambio, lo que se reflejaría en un desvío de frecuencia.

5.5 FACTOR BIAS DE FRECUENCIA ERRÓNEO

El Bias en si es un parámetro dinámico, que debería ser calculado en forma continua en función de las condiciones de demanda y generación en línea del sistema, su cálculo o calibración erróneo se ve reflejado en sobre o sub regulación por parte de las áreas interconectadas de la siguiente forma.

Si β es igual a la característica natural del sistema el control sería óptimo.

Si β es mayor que la característica natural del sistema, las áreas en las cuales no se presentó el disturbio sobre regulan, ayudando al área afectada; además si su valor es demasiado grande representa que ante la mínima variación de frecuencia el ACE sería maximizado, produciendo que el AGC regule constantemente desgastando innecesariamente las máquinas.

Si β es menor que la característica natural del sistema implica que, ante una variación de frecuencia considerable el ACE no va a sufrir mayor cambio, lo que significa que el AGC se encuentra sub regulando empeorando el problema de desvío de frecuencia y obligando a las otras áreas a corregirlo.

5.6 CAMBIO EN LA PROGRAMACIÓN DEL INTERCAMBIO

El calibración del intercambio programado en áreas interconectadas puede realizarse de dos formas.

Mediante una rampa regulable, en la cual es posible manipular el valor de consigna (MW) y el tiempo en el que este debe ser alcanzado (seg), es decir se puede controlar la velocidad de toma de carga.

Mediante una calibración de consigna sin rampa, implica que se da un valor al cual se quiere llevar el intercambio, y el sistema lo consigue sin poder controlar la velocidad de este proceso.

La diferencia entre los dos tipos de calibración se aprecian en la figura 7.

El problema de trabajar con sistemas interconectados cuyos AGC's presente diferentes características en la forma de realizar el cambio del intercambio programado, es que instantáneamente se introducen valores del ACE de Intercambio considerables que hacen actuar al AGC innecesariamente, lo que se puede aclarar mediante el siguiente ejemplo y las figuras 8 y 9.

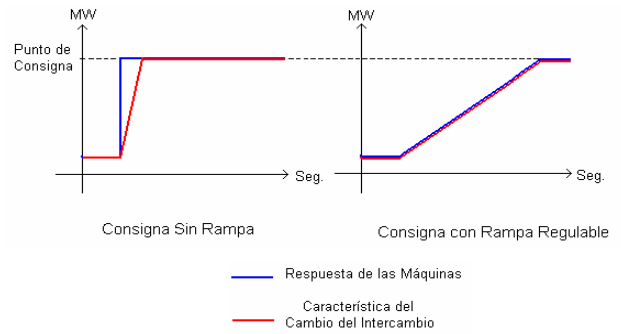


Figura 7: Tipos de consigna

Asumiendo que se desea cambiar el intercambio de 10MW a 90MW, se puede apreciar, que el sistema que posea una rampa regulable incrementara el valor de potencia requerido en un tiempo especificado, mientras que idealmente sin considerar el retardo y tipo de respuesta de las máquinas el sistema sin rampa de consigna reaccionará mediante una función escalón, es apreciable que se genera un ACE de intercambio elevado (70MW aproximadamente).

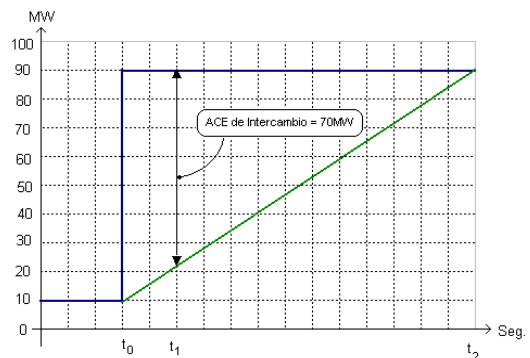


Figura 8: Variación del intercambio por pasos

Para solucionar o por lo menos minimizar el impacto de este problema es recomendable que el sistema que posea una característica sin rampa regulable, realice su cambio de programación en pasos mas pequeños, es decir que para el ejemplo anterior, es preferible que el cambio en el intercambio programado se lo realice en pasos de 20MW o menos con lo que se obtendría el siguiente comportamiento en donde es fácilmente apreciable que el valor del ACE se reduce significativamente en relación al anterior.

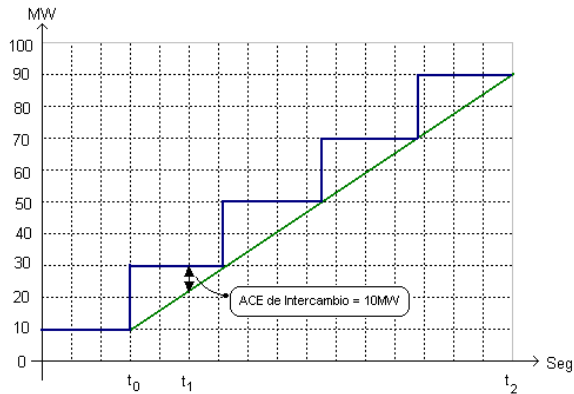


Figura 9: Variación del intercambio por pasos

5.7 TIEMPO DE RESPUESTA DE LAS UNIDADES

El tiempo de retardo de la unidad en responder una vez que recibió el primer comando de regulación por parte del operador es crítico para el funcionamiento satisfactorio del AGC.

Valores de retardo altos (constantes de tiempo altas) implicarían que la respuesta de la regulación secundaria de frecuencia se dé demasiado tarde y no ayude a mitigar los desbalances de carga - generación de manera oportuna.

5.8 NÚMERO DE UNIDADES QUE REALIZAN AGC

Un aspecto relevante del funcionamiento del AGC es establecer el número óptimo de unidades en regulación, lo que se realiza en base a los criterios de: Calidad, Seguridad y Economía que deben estar vigentes para cualquier condición de demanda y periodo estacional.

5.8.1 Calidad

El principal objetivo de calidad en cuanto al funcionamiento del AGC es; lograr que este trabaje siempre dentro de una banda establecida con el menor número de desviaciones de sus parámetros calibrados, es decir cumpliendo estándares de funcionamiento como los establecidos por la **NERC** (North American Electric Reliability Council).

5.8.2 Seguridad

Se tiene que certificar que el AGC funcione para cualquier condición en la que se encuentre el sistema.

En demanda base y media, no es recomendable que se trabaje con un número elevado de unidades bajo este control, ya que puede presentarse que el ACE producto de alguna variación en el sistema al ser distribuido en las diferentes unidades no supere la banda muerta de los reguladores de cada una de las unidades y no produzca ningún efecto de control, en demanda punta este efecto que se ve magnificado por las variaciones grandes de demanda y por ende valores grandes del ACE que producirán de manera segura acciones de control en las unidades.

Además las unidades bajo este control deben satisfacer las condiciones de reserva establecidas para cada área.

5.8.3 Economía

Aunque en el Ecuador el AGC actualmente se encuentra centralizado en la central Paute, a futuro es posible que exista un mercado de servicios complementarios en donde las generadoras aptas técnicamente para realizar R.S.F. oferten sus servicios, caso en el cual se deberá considerar la mejor propuesta.

El número de unidades recomendadas para AGC, deberá ser definido sobre la base de la información obtenida de la operación en tiempo real del área analizada.

5.9 PÉRDIDA DE MEDICIONES

Por seguridad es recomendable que el sistema AGC en una área posea varios puntos de medición tanto de frecuencia como de intercambio, asignables en orden de mérito para que en caso de que una de ellas se pierda o se encuentre invalidada, la segunda medición sea con la cual el Control Automático de Generación trabaje.

Caso contrario el comportamiento del AGC es cambiar de modo de operación así por ejemplo; si se encontraba en modo TLB (Tie Line Bías) y se pierde la medición de frecuencia, automáticamente el AGC pasa a TL (Tie Line) o si se pierde la medición de

intercambio este pasa directamente FF (Flat Frequency).

En el caso de Ecuador se tiene medidas de frecuencia en la S/E Pomasqui y en la S/E Sta. Rosa y para el caso de intercambio en la S/E Pomasqui y en la S/E Jamondino (Colombia).

5.10 FALLAS EN SISTEMAS INTERCONECTADOS

Al trabajar con sistemas interconectados mediante el análisis del comportamiento de frecuencia e intercambio es posible determinar en que sistema se produjo el disturbio, para lo que se considerará los siguientes casos:

- Falla en el área Importadora.
- Falla en el área Exportadora.
- Separación de Sistemas.

5.10.1 Falla En El Área Importadora

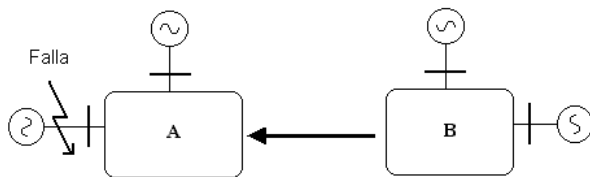


Figura 10 Falla en Área A

Analizando desde el punto de referencia del área de **importación** se tiene que:

Al perder generación en el área A el efecto general es una baja frecuencia por el desbalance generación – carga.

En A además de baja frecuencia se detecta que el intercambio (I) aumenta, porque requiere más generación de B para suplir su déficit.

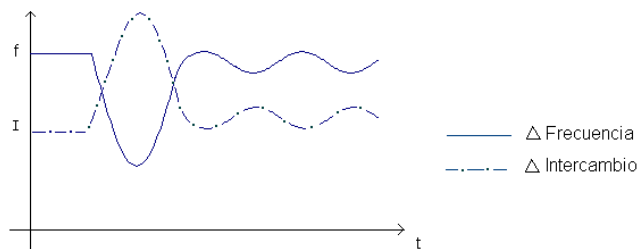


Figura 11 Respuesta ante Falla

5.10.2 Falla en el Área Exportadora

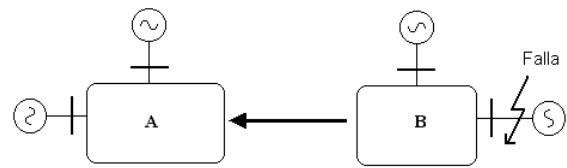


Figura 12 Falla en Área A

Para una falla en B, desde el punto de vista del área de importación (A) se tiene:

Al perder generación en el área B, el efecto general es una baja frecuencia por el desbalance generación – carga.

En A además de baja frecuencia se detecta que el intercambio (I) disminuye, porque el área B no se encuentra instantáneamente en capacidad de desempeñar con sus responsabilidades de intercambio, sino que cumple con suplir su propio desbalance entre generación y carga.

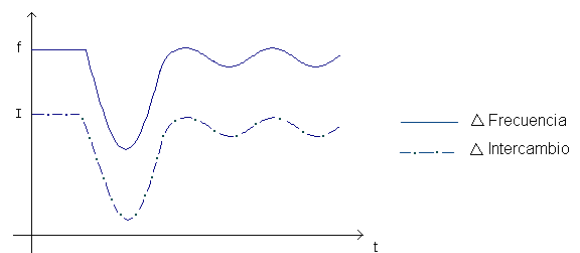


Figura 13 Respuesta ante Falla

5.10.3 Pérdida de la Interconexión

Bajo la consideración que en sistemas interconectados cada área es responsable de asumir sus propias contingencias, se tiene que en el caso de darse una separación de áreas (falla en la línea de interconexión) y que tanto el sistema A y B posean la cantidad suficiente de reserva para regulación secundaria, cada AGC se encargará de compensar los desbalances de carga y generación creados dentro de sus límites.

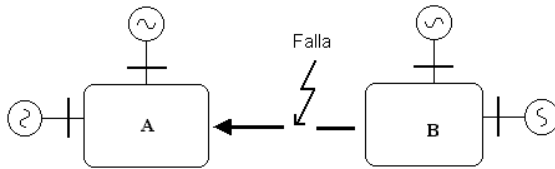


Figura 14 Falla en Interconexión

Instantáneamente se tiene un valor de intercambio igual a cero, que es análogo a perder la medición de intercambio, por lo tanto el comportamiento del AGC es pasar de modo de control de intercambio y frecuencia (TLB) a controlar únicamente los desvíos de frecuencia (FF).

COMENTARIO

Algunos aspectos fue posible determinarlos mediante estudios previos a la interconexión Ecuador – Colombia, como el número de unidades a regular; mientras que otros fueron encontrados en el diario operar del sistema como el problema presentado al realizar una modificación en el intercambio programado y el congelamiento en mediciones.

6. CONCLUSIONES

- Es importante el adecuado análisis de las variables controladas por el AGC para determinar con agilidad las estrategias para solventar un evento, aún cuando éste no se haya identificado con detalle.
- La determinación del número correcto de unidades para el control del AGC es muy importante, no solamente para garantizar la calidad, sino para garantizar la seguridad del servicio de energía eléctrica; de esta manera, se deben considerar los aspectos complementarios indicados en este paper
- Debido a que el β no puede ser constantemente medido, debería ser estimado de forma periódica para las distintas bandas de demanda pico, media, y baja.
- En el caso de sistemas multiárea, el factor Bias de Frecuencia β es determinado por las características

propias del área y no es afectado por los parámetros de las zonas que se encuentran interconectadas a ella, ya que su cálculo se basa en el principio de que cada sistema debe atender sus propias variaciones de carga.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ABOYTES FLORENCIO, "Control de Frecuencia en Sistema Eléctricos de Potencia", Centro Nacional De Control de Energía, México D.F.
- [2] STEVENSON W. GRAINGER J., "Análisis de Sistemas de Potencia", Editorial MaGranw- Hill, Interamericana de México, 1996.
- [3] KUNDUR PRABHA, "Power System Stability and Control", Editorial Ma Granw- Hill, 1994.
- [4] NATHAN COHN, "Control of Generation and Power Flow on Interconnected Power Systems", John Wiley & Sons, Inc, New York – London – Sydney, July 1971.

7. BIOGRAFÍAS



Gabriel A. Argüello Ríos.- Ingeniero Eléctrico, Escuela Politécnica Nacional, Quito-Ecuador 1974. Master of Electrical Engineering, University of Idaho, Idaho-USA 1975.

Desde 1995 a la fecha, Director Ejecutivo del Centro Nacional de Control de Energía - CENACE Organismo Operador del Sistema Nacional Interconectado y del Mercado Eléctrico Mayorista.

Wendy S. Almeida S. Nació el 16 de mayo



de 1979 en la ciudad de Quito, cursó sus estudios superiores en Ingeniería Eléctrica en la Escuela Politécnica Nacional, basando su Proyecto de Titulación en el Análisis del Comportamiento del

AGC y Cálculo de Parámetros; actualmente trabaja en la Dirección de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía.