



TRABAJO TEÓRICO-EXPERIMENTAL

Mejores estrategias para el control de la frecuencia en el Sistema Interconectado Ecuador-Colombia. Área Ecuador

Better Strategies for Frequency Control in the Interconnected System Ecuador- Colombia. Area Ecuador

Julio Marcelo Arias Castañeda¹
Lazaro Guerra Hernández²

Antonio Alberto Martínez García²
Orlys Ernesto Torres Breffe²

¹ Consejo Nacional de Electricidad. Ecuador.

² Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL), Facultad de Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de La Habana, Cujae, Cuba.

RESUMEN/ABSTRACT

En el trabajo se establecen mejores estrategias para el control de la frecuencia en el sistema interconectado Ecuador-Colombia utilizando un modelo concentrado equivalente desarrollado anteriormente para la modelación de ambos sistemas en estado estable. Se han determinado mejores valores del BIAS del Sistema de Control Automático de la Generación (AGC) del área correspondiente al Ecuador, que asegura valores de las desviaciones de la frecuencia y las transferencias de potencia activa dentro de los límites considerados aceptables evaluados según los criterios CPS1 y CPS2 de la NERC (Control Performance Standards of North American Electric Reliability Council USA). Además se han tenido en cuenta las alinealidades que introducen los limitadores, bandas muertas y otros factores durante los controles primarios y secundarios de la frecuencia.

Palabras clave: banda muerta, bias, control primario, control secundario, dinámica de la frecuencia.

Results obtained via concentrate model of interconnected Ecuador-Colombia Electric System justify selection of better strategies for frequency control in AGC Ecuador area via BIAS settings, which fulfill frequency and active power interchange deviations, fixed by CPS1 and CPS2 NERC's criteria (Control Performance Standards of North American Electric Reliability Council USA) are obtained. Control non linearity's introduced by dead bands, limits and other factors during primary and secondary control of frequency are considerate.

Key words: *dead band, bias, primary control, secondary control, frequency dynamic.*

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo se obtienen las estrategias de control de la frecuencia a partir de los cálculos obtenidos utilizando el modelo concentrado equivalente mostrado en la figura 1, que fue expuesto en [1]. El detalle del modelo permite garantizar que las estrategias obtenidas sean las mejores desde los siguientes puntos de vista:

- Calidad de la respuesta de la frecuencia del sistema.
- Calidad de la respuesta de la transferencia por el enlace Ecuador – Colombia.
- Mejor aprovechamiento de la reserva destinada al control de la frecuencia.
- Menos acciones de control.
- Cumplimiento de los criterios de evaluación del trabajo (CPS1 y CPS2) del sistema automático de control de la generación (AGC).

Los cálculos corresponderán al trabajo en estado estable del sistema, por lo que el modelo concentrado no tiene en cuenta las posibles oscilaciones inter-áreas entre ambos sistemas [2-4], que solo pueden ser tenidas en cuenta con

Factor BIAS de frecuencia en Colombia: según XM, Colombia ajusta el BIAS de su sistema en valores iguales al 10 % de la demanda. Así, en demanda mínima el factor BIAS se fija en 500 MW/Hz y en demanda máxima se fija en 850 MW/Hz.

Para el ajuste correcto del factor BIAS de frecuencia en los sistemas interconectados de Ecuador y Colombia y para la modulación de la banda muerta del AGC colombiano, se busca la variante de simulación que brinde los mejores resultados considerando:

1. El cumplimiento de los criterios CPS de la NERC. (Estos son los criterios utilizados por el Ecuador y Colombia para la evaluación del trabajo de sus sistemas AGC)
2. La calidad de la respuesta de la frecuencia y de la transferencia. Se busca la variante de simulación que reduzca la dispersión de la frecuencia y de la transferencia por las líneas de enlace.
3. La mejor correlación entre la generación y la carga del área. Cuando el factor BIAS de frecuencia es ajustado correctamente el control secundario del área solamente seguirá a las variaciones de la carga que se produzcan dentro de sus fronteras. Por ejemplo, suponiendo que se produce un disparo de generación en el área uno, la regulación primaria de todas las áreas participan en la recuperación de la frecuencia pero solo el control secundario del área uno reducirá el error de la frecuencia a cero.
4. La reducción de las acciones de control.
5. La correspondencia entre el BIAS ajustado con el estatismo efectivo del sistema. Debido a las alinealidades del sistema, el estatismo efectivo puede ser, según la referencia [10], menor que la suma del estatismo de la generación y de la carga. A lo largo de este artículo se muestran diversas variantes de simulación y se selecciona la más adecuada según los cinco criterios de selección mostrados anteriormente. Se comienza, no obstante, discriminando los valores de ajuste del factor BIAS de frecuencia que permitan el cumplimiento de los criterios CPS1 y CPS2 de la NERC en el Sistema Nacional Interconectado (SIN) del Ecuador.

A. BIAS mínimo que asegura el cumplimiento de los criterios CPS de la NERC

En la referencia [9], se analiza la verificación del cumplimiento de los criterios CPS de la NERC en el SNI del Ecuador en el año 2008. En el momento en que se realiza el estudio, el factor BIAS de frecuencia en el sistema ecuatoriano estaba ajustado en 100 MW/Hz para la demanda mínima, 150 MW/Hz para la demanda media y 200 MW/Hz para la demanda máxima. Con el ajuste de 100 MW/Hz para la demanda mínima, no se cumplen los criterios CPS de la NERC, según se observa en la figura 2 y en la figura 3, tomadas de [9]. Para que el criterio CPS1 de la NERC se cumpla, el promedio de la correlación positiva entre el error de control de área y el error de la frecuencia (verde) debe ser menor que el límite impuesto por la norma en todo el intervalo de análisis (rojo) en la figura 2. Con un BIAS de 100 MW/Hz en el periodo de demanda mínima, el criterio CPS1 de la NERC no se cumple. El criterio CPS2 de la NERC exige que los valores del error de control de área, promediados cada 10 min (azul en la figura 3), estén por debajo del límite impuesto por la norma (rojo en la figura 3), en al menos un 90 % de los casos; es decir, con un nivel de confianza del 90 %.

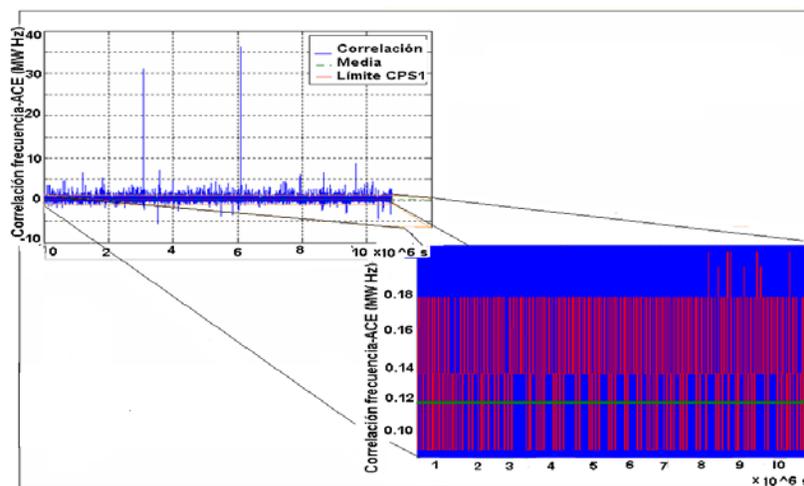


Fig. 2. Verificación criterio CPS1 con $\epsilon_1= 30\text{mHz}$

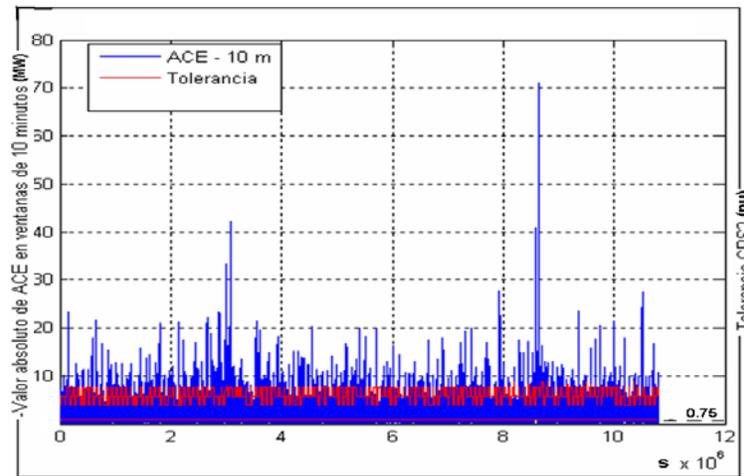


Fig. 3. Verificación criterio CPS2 con $\varepsilon_{10}= 11,5$ mHz

Se ve en la figura 3, que lo anterior no ocurre. Se muestra en la referencia [9], que el nivel de confianza de que los valores del error de control de área estén por debajo del límite impuesto por la norma es de un 75 % en el SNI del Ecuador y; por lo tanto, el criterio CPS2 de la NERC no se cumple

El criterio CPS1 es un buen indicador del estado del control primario de la frecuencia, pero también está influenciado por el control secundario. En cambio, el criterio CPS2 es un buen indicador del control secundario de la frecuencia. De la referencia [9], se extrae que el sistema interconectado Ecuador-Colombia cuenta con un buen control primario, razón por la que para conseguir el cumplimiento de los criterios CPS de la NERC se decide aumentar el BIAS del sistema ecuatoriano en demanda mínima. Según esta misma referencia, cuando el BIAS es ajustado alrededor de los 160 MW/Hz para la demanda mínima se cumplen los criterios CPS de la NERC, tal como se puede observar en la figura 4. Fijarse como al aumentar el ajuste del factor BIAS el nivel de confianza para el cumplimiento del criterio CPS2 aumenta a un valor del 92 %, línea roja en la figura 4.

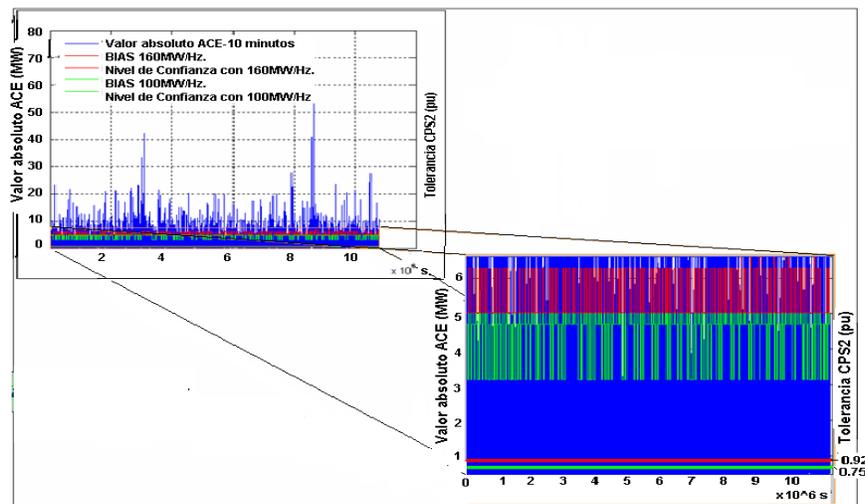


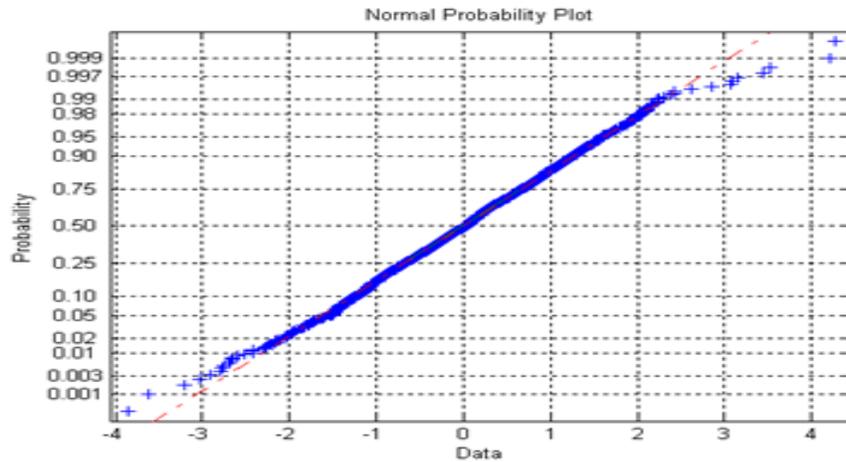
Fig. 4. Verificación criterio CPS2 aumentando el valor mínimo del BIAS asignado en el sistema eléctrico del Ecuador.

Una validación necesaria de los resultados mostrados anteriormente consiste en analizar si la data con que se evalúan los criterios CPS de la NERC cumple con la ley de distribución normal. Para realizar esta validación se utiliza la prueba de hipótesis debida a Kolmogorov y Smirnov y se comprueba, para un 98 % de probabilidad, que los valores de la señal de error de control de área para todo el intervalo de análisis tienen una distribución normal estándar, como se puede ver en la tabla 1.

Tabla 1. Prueba de Hipótesis debida a Kolmogorov y Smirnov para la señal de error de control de área

H	P - Value	Kolmogorov – Smirnov Statistic
0	0,7511	0,0177

Con respecto a la tabla 1, recordar que si el factor H es igual a cero, se cumple la hipótesis de que los valores de la señal de error de control de área tienen una distribución normal estándar. Ver en la figura 5, el gráfico de probabilidad normal de la señal de error de control de área para todo el intervalo de análisis. Recordar que si la data es normal, el gráfico tenderá a ser lineal. Otra distribución introduce curvaturas en el gráfico.

**Fig. 5.** Gráfico de probabilidad normal de la señal de error de control de área para el intervalo de análisis.

B. Afinamiento del factor Bias de frecuencia y de las bandas muertas de los sistemas AGC de Ecuador y Colombia, considerando la respuesta de la frecuencia y de la transferencia

En esta sección se muestran diversas variantes de simulación que buscan, mediante la variación del factor BIAS de frecuencia en el lado ecuatoriano y de la banda muerta del sistema AGC de Colombia, la mejor respuesta en cuanto a la dispersión de la frecuencia y de la transferencia. Los datos de entrada necesarios se definieron al inicio de este artículo y se mostró también que para cumplir con los criterios CPS de la NERC el valor del factor BIAS para la demanda mínima en el SNI Ecuador debe ajustarse alrededor de los 160 MW/Hz. Bajo estas restricciones se realizan las simulaciones cuyos resultados se muestran en las tablas 2, 3, 4 y 5.

Tabla 2. Respuestas de la frecuencia y de la transferencia al variar el factor BIAS en el lado ecuatoriano. Período de demanda mínima

Variante	BIAS Colombia (MW/Hz)	BIAS Ecuador (MW/Hz)	f. Media (Hz)	STD (f) (Hz)	ΔT Media (MW)	STD (ΔT) (MW)	BMS Colombia (MW)
1	500	100	60,01	0,035	0,222	4,870	15
2	500	150	60	0,036	0,197	4,66	15
3	500	160	60	0,037	0,054	4,74	15
4	500	180	60	0,030	0,102	4,72	15

STD: Desviación Estándar, f: frecuencia., ΔT : Desviación de la Transferencia.

Tabla 3. Respuestas de la frecuencia y de la transferencia al variar la banda muerta del control secundario en el lado colombiano. Período de Demanda Mínima

Variante	BIAS Colombia (MW/Hz)	BIAS Ecuador (MW/Hz)	f. Media (Hz)	STD (f) (Hz)	ΔT Media (MW)	STD (ΔT) (MW)	BMS Colombia (MW)
2	500	150	60	0,030	0,039	4,15	12
3	500	160	60	0,034	-0,096	4,67	12
4	500	180	60	0,030	-0,087	4,23	12

STD: Desviación Estándar, f: frecuencia., ΔT : Desviación de la Transferencia

Tabla 4. Respuestas de la frecuencia y de la transferencia al variar el factor BIAS en el lado ecuatoriano. Período de demanda máxima

Variante	BIAS Colombia (MW/Hz)	BIAS Ecuador (MW/Hz)	f. Media (Hz)	STD (f) (Hz)	ΔT Media (MW)	STD (ΔT) (MW)	BMS Colombia (MW)
1	850	200	60,01	0,027	-1,170	4,90	28
2	850	250	60,01	0,027	1,880	4,69	28
3	850	260	60	0,025	0,540	5,39	28
4	850	280	60	0,022	0,772	5,52	28
5	1000	310	60	0,025	-0,970	6,32	28

STD: Desviación Estándar, f: frecuencia., ΔT : Diferencia de la Transferencia.

Tabla 5. Respuestas de la frecuencia y de la transferencia al variar la banda muerta del control secundario en el lado colombiano. Período de demanda máxima

Variante	BIAS Colombia (MW/Hz)	BIAS Ecuador (MW/Hz)	f. Media (Hz)	STD (f) (Hz)	ΔT Media (MW)	STD (ΔT) (MW)	BMS Colombia (MW)
1	850	250	60	0,027	0,411	4,78	18
2	850	250	60	0,026	0,048	4,76	20
3	850	260	60	0,027	0,001	4,86	18
4	850	260	60	0,030	-0,36	4,84	20
5	850	260	60	0,025	-0,54	5,39	28
6	850	280	60	0,028	0,038	5,14	18

STD: Desviación Estándar, f: frecuencia, ΔT : Diferencia de la Transferencia.

Con respecto a los valores mostrados en la tabla 2, se hacen las siguientes observaciones:

1. Se simula el comportamiento del sistema interconectado Ecuador – Colombia fijando el BIAS del Ecuador en 100 MW/Hz para la demanda mínima. Esta variante está descartada de antemano por no cumplir con los criterios CPS de la NERC. Sin embargo, se la simuló a propósito para demostrar que presenta las mayores dispersiones en cuanto a la transferencia de potencia activa por el enlace inter áreas. En la señal del error de control de área: $ACE = \Delta T - \beta \Delta f$, tiene más peso el error en la transferencia (ΔT), puesto que el estatismo del sistema interconectado Ecuador-Colombia es fuerte y eso hace que el error de la frecuencia (Δf) sea pequeño [9].
2. La frecuencia media en todas las variantes de simulación alcanza el valor de los 60 Hz, y la dispersión de este valor medio está en el orden de la banda muerta del control primario. Por lo tanto, desde el punto de vista de la respuesta de la frecuencia, todas las variantes de simulación presentan características similares.
3. En cuanto a la dispersión de la transferencia, la variante de simulación 2, en la que se fijan 150 MW/Hz en el lado ecuatoriano, presenta la mejor respuesta. Por el peso que tiene el error de la transferencia en la señal del

error de control de área el obtener una dispersión baja de este parámetro resulta un buen criterio de selección de la mejor variante de simulación.

4. A pesar de lo dicho anteriormente, notar que las variantes de simulación 3 y 4 presentan valores medios del error de la transferencia menores que el error medio conseguido en la variante 2. Este problema se resuelve variando la banda muerta del control secundario de Colombia, como se verá en la tabla 3.

Hay que señalar que reduciendo la banda muerta de los sistemas AGC se consigue reducir el error de la transferencia por las líneas de enlace y el error de la frecuencia.

Notar de la tabla 3, que al variar la banda muerta del control secundario en el lado colombiano se consigue reducir el error de la frecuencia del sistema y de la transferencia por las líneas de enlace. Fijarse que la variante de simulación número 2 presenta el valor más bajo de la media del error de la transferencia y también la menor dispersión. De lo dicho anteriormente se concluye que para la demanda mínima los mejores valores de ajuste de la banda muerta del AGC y del factor BIAS de frecuencia son los siguientes:

- Factor BIAS de Frecuencia en el Ecuador: 150 MW/Hz.
- Factor BIAS de Frecuencia en Colombia: 500 MW/Hz.
- Banda muerta del AGC en Ecuador: 5,5 MW.
- Banda muerta del AGC en Colombia: 12 MW.
- Con un enfoque similar se ejecutan simulaciones para la demanda máxima. Los resultados se muestran en la tabla 4.

De la tabla 4, se pueden extraer las siguientes observaciones:

1.- La frecuencia media en todas las variantes de simulación alcanza el valor de los 60 Hz y la dispersión de este valor medio está en el orden de la banda muerta del control primario. Por lo tanto, desde el punto de vista de la respuesta de la frecuencia, todas las variantes de simulación presentan características similares.

2.-En cuanto a la dispersión de la transferencia, la variante de simulación 2, en la que se fijan 250 MW/Hz en el lado ecuatoriano, presenta la mejor respuesta.

3.- El valor medio del error de la transferencia puede reducirse si se fija la banda muerta del control secundario de Colombia en valores menores que 28 MW. Esto hará que la variante de simulación 2 sea la mejor desde el punto de vista de la respuesta de la transferencia, tal como se muestra en la tabla 5.

4.-Fijarse en la variante de simulación número 5 de la tabla 4. En esta variante se han ajustado los BIAS del Ecuador y de Colombia en 310 MW/Hz y 1000 MW/Hz respectivamente. Estos valores de ajuste se corresponden con los valores de la característica de regulación compuesta de los dos sistemas. Según la literatura especializada, cuando se fija el valor del BIAS igual al valor de la característica de regulación compuesta del área, se alcanza un control óptimo. Sin embargo, de la tabla 4 se puede observar que esta variante de simulación es la que arroja los peores resultados en cuanto a la dispersión de la frecuencia y del error de la transferencia. Esta aparente contradicción con la literatura especializada será resuelta más adelante cuando se calcule el estatismo efectivo del sistema.

Notar de la tabla 5, que al variar la banda muerta del control secundario en el lado colombiano se consigue reducir el error de la frecuencia del sistema y de la transferencia por las líneas de enlace. Fijarse que la variante de simulación número 2 presenta un valor bajo de la media del error de la transferencia y también la menor dispersión. De lo dicho anteriormente se concluye que para la demanda máxima los mejores valores de ajuste de la banda muerta del AGC y del factor BIAS de frecuencia son los siguientes:

- Factor BIAS de Frecuencia en el Ecuador: 250 MW/Hz.
- Factor BIAS de Frecuencia en Colombia: 850 MW/Hz.
- Banda muerta del AGC en Ecuador: 8,75 MW.
- Banda muerta del AGC en Colombia: 20 MW.

C. Comprobación de los ajustes propuestos

Cuando el BIAS de un área es ajustado de forma correcta la generación del área debe seguir a las variaciones de la carga que se dan dentro de sus fronteras. Si se produce una falla en el área uno las demás áreas participan en el

control primario, pero solo el área uno ejecuta el control secundario para llevar el error de la frecuencia a cero. De esta manera se puede afirmar que el control secundario es ideal.

Se realizaron comprobaciones encaminadas a demostrar que con los valores de BIAS fijados en la sección anterior se consigue un control correcto. La data necesaria fue tomada de los registros históricos del CENACE y representa a las variaciones de la carga que se producen entre las 20:00 y las 21:00 horas de un día laborable típico. Ver en la figura 6, que la generación en el área ecuatoriana (rojo) sigue a las variaciones de la carga del Ecuador (azul) y no a las variaciones de la carga de Colombia (verde). Por ejemplo, fijarse en el periodo que va desde las 20:32 a las 20:40 horas. En este intervalo la carga de Colombia baja desde los 8570 MW hasta los 8530 MW. En este mismo periodo la carga de Ecuador oscila alrededor de los 2600 MW; es decir, oscila alrededor de un valor constante. El control secundario en el lado ecuatoriano es correcto puesto que la generación en dicha área también oscila alrededor de los 2600 MW, independientemente del movimiento de la carga de Colombia.

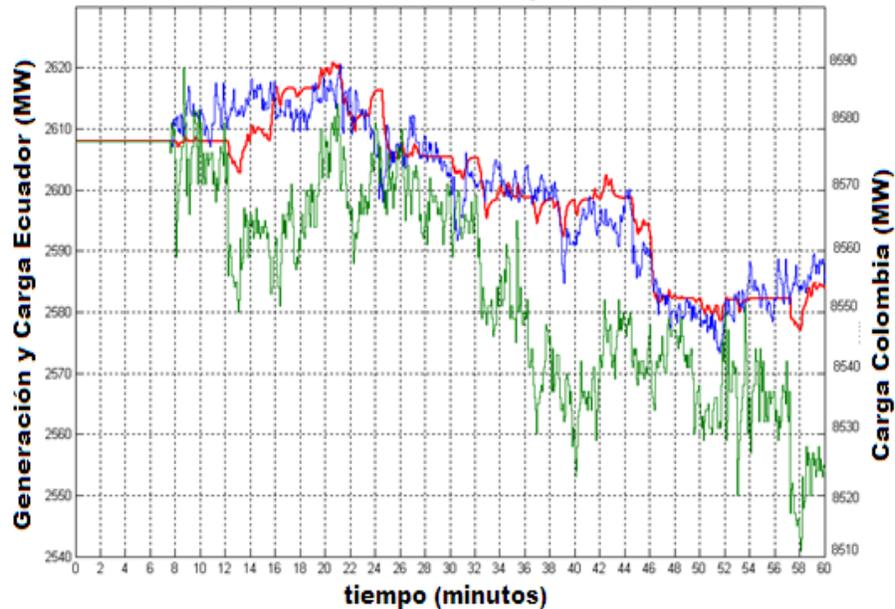


Fig. 6. Gráfico de la Generación del Ecuador la carga del Ecuador y la carga de Colombia versus tiempo. El eje izquierdo de las ordenadas contiene la escala de la generación y de la carga del Ecuador. El eje derecho de las ordenadas contiene la escala de la carga de Colombia.

En diferentes trabajos [6, 11], se comprueba el correcto trabajo del AGC de un área determinada midiendo la correlación entre la generación y la carga de las diferentes áreas de control. En la tabla 6, se muestra el coeficiente de correlación que existe entre la generación y la carga del Ecuador. Recordar que cuando la correlación es óptima, el coeficiente de correlación es igual a 1.

TABLA 6. Coeficiente de Correlación existente entre la generación y la carga del Ecuador			
R	CCD Col.	CCD Ecu.	Gen. Ecu.
CCD Col.	1	0,8201	0,8178
CCD Ecu.	...	1	0,9423
Gen. Ecu.	1

Observar que el coeficiente de correlación entre la Generación del Ecuador y la Carga del Ecuador es igual a 0,9423; es decir, existe una buena correlación entre estas dos variables. Observar que también existe correlación entre la carga de Colombia y la generación del Ecuador, con un coeficiente de 0,8178. Esta correlación, sin embargo, puede explicarse con el hecho de que las cargas de Ecuador y de Colombia están correlacionadas con un coeficiente de 0,8201.

D. Número de acciones de control para las diferentes posibilidades de ajuste del BIAS

Para determinar el ajuste correcto del factor BIAS se deben tener en cuenta las respuestas de la frecuencia y de la transferencia, pero también el número de acciones de control que garantizan estas respuestas. En la figura 7, se muestra el número de acciones de control para las diferentes posibilidades de ajuste del factor BIAS.

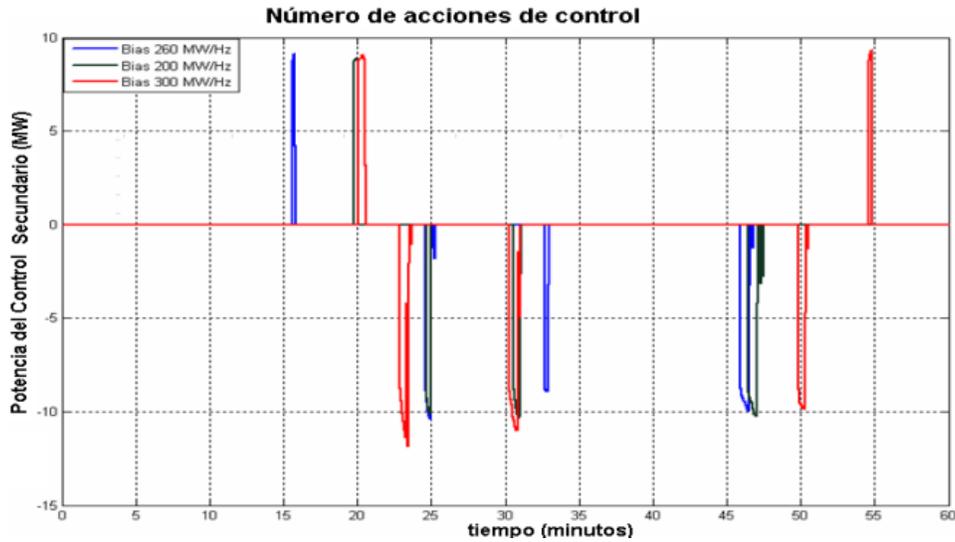


Fig. 7. Número de acciones de control en régimen de máxima generación para las diferentes posibilidades de ajuste del factor BIAS. Azul: 250 MW/Hz, Verde: 200 MW/Hz, Rojo: 300 MW/Hz.

Observar que en el intervalo de análisis (el periodo que va desde las 20:00 a las 21:00 horas de un día laborable típico), cuando el BIAS del lado ecuatoriano se ajusta en 200 MW/Hz o en 250 MW/Hz, existen 4 acciones de control. Si el BIAS se ajusta en 300 MW/Hz existen 5 acciones de control. Desde el punto de vista del número de acciones de control, ajustar el BIAS en 250 MW/Hz es correcto.

E. Cálculo del estatismo efectivo del sistema ecuatoriano

Se recordará que cuando se ajustó el BIAS del sistema en función de su característica de regulación compuesta (estatismo del sistema) se consiguieron las peores respuestas en cuanto al error de la transferencia. Como es sabido, la literatura especializada establece que la forma ideal de ajustar el BIAS de un sistema es fijando su valor igual al estatismo del área. Existe pues una contradicción entre lo que dice la literatura especializada y lo que sugieren los resultados de la simulación. La contradicción mencionada se resuelve fácilmente con el argumento de que en realidad el estatismo del sistema se reduce debido a las alinealidades que existen en el mismo. De hecho, Le y Kramer plantean en la referencia [10], que el estatismo efectivo de un sistema puede ser menor que el valor supuesto de su característica de regulación compuesta.

La ecuación (1), permite calcular el promedio móvil de la señal del error de control de área en un intervalo de tiempo T .

$$\overline{ACE}_{T_{sec}} = -\frac{1}{T} \left\{ \begin{array}{l} \tau_a (ACE(t_f) - ACE(t_i)) \\ + \tau_b \left\{ \begin{array}{l} (T_a(t_f) - T_a(t_i)) + \\ (P_L(t_f) - P_L(t_i)) - \\ (\Delta P_{error}(t_f) - \Delta P_{error}(t_i)) - \\ (\Delta P_{base}(t_f) - \Delta P_{base}(t_i)) \end{array} \right\} \\ + \tau_c (\Delta\omega(t_f) - \Delta\omega(t_i)) \end{array} \right\} \text{ p.u.} \quad (1)$$

donde:

T : intervalo de análisis. Por ejemplo, si se desea calcular el promedio móvil de la señal de error de control de área en el periodo estable de la demanda punta, el intervalo de cálculo será de una hora (19:30 a 20:30 horas).

ACE : Señal error de control de área.

T_a : Transferencia planificada por las líneas de enlace.

P_L : Carga del sistema.

ΔP_{base} : Carga base del sistema.

$\Delta\omega$: Velocidad síncrona del sistema. En por unidad es igual a la frecuencia del sistema.

τ_a, τ_b, τ_c : Parámetros que permiten calcular el promedio móvil de la señal del error de control de área.

ΔP_{error} : Señal de error de la potencia. Es igual a la potencia generada en el sistema, menos la potencia utilizada para la regulación de la frecuencia y menos la carga base del sistema.

Hay que señalar que en el caso del SNI del Ecuador, los valores de la señal del error de control de área, de la transferencia, de la frecuencia, de la carga y de la generación del sistema son medidos cada 3 segundos por un sistema SCADA.

Como los parámetros τ_a, τ_b, τ_c varían con las condiciones del sistema, sus valores deben actualizarse continuamente, para lo cual se usa un algoritmo recursivo de mínimos cuadrados. A cada paso de actualización k , el estadismo del sistema puede ser calculado con la ecuación (2).

$$\beta(k) = \frac{\tau_b(k)}{\tau_c(k)} \quad (2)$$

Para poder aplicar el método de los mínimos cuadrados es necesario construir un sistema redundante de cuatro ecuaciones para obtener la solución de las tres incógnitas: a τ_a, τ_b, τ_c , partir de la ecuación (1).

La forma de obtener el sistema redundante necesario se observa en la figura 8. Recordar que se considera un intervalo de análisis de una hora, o 3 600 segundos. Debido a que la lectura de los datos se hace cada 3 s, en un intervalo horario habrá 1 200 mediciones. Las cuatro ecuaciones formadas son arreglos de las variables vistas en la ecuación (1); es decir $ACE, P_L, \Delta P_{error}, \Delta P_{base}$ y $\Delta\omega$. Por ejemplo, para obtener el primer valor del ACE promedio, ACE_{Tsec} se toma una ventana de un minuto y se promedian los primeros 20 valores del ACE . El segundo valor se obtiene moviendo la ventana de 1 min, 3 s más adelante. Fijarse que ahora el promedio del ACE se hará considerando las mediciones 2 a la 21. El tercer valor se obtiene del promedio de las mediciones 3 a la 22 y, finalmente, el cuarto valor se obtiene del promedio de las mediciones 4 a la 24 del ACE . Con el mismo método se pueden calcular los valores del $ACE, P_L, \Delta P_{error}, \Delta P_{base}$ y $\Delta\omega$, solo que en lugar de buscar el promedio de las 20 mediciones, esta vez se busca la diferencia del último valor de la ventana menos el primero. Notar que a los 12 s ($k = 12$) ya se tienen un sistema de cuatro ecuaciones con tres incógnitas. Aplicando el método para todo el intervalo horario (1 200 mediciones) se tendrán 100 sistemas de cuatro ecuaciones con tres incógnitas. Con el método de los mínimos cuadrados se pueden obtener las soluciones de estos sistemas redundantes o sea 100 valores del estadismo efectivo y su promedio en el intervalo considerado. Con el procedimiento descrito anteriormente, se calcularon los valores del estadismo efectivo del SNI del Ecuador para los periodos de demanda mínima y máxima. Los resultados obtenidos de los últimos 18 valores después de lograrse la estabilización de los resultados [10] se muestran en las figura 9 y en la figura 10.

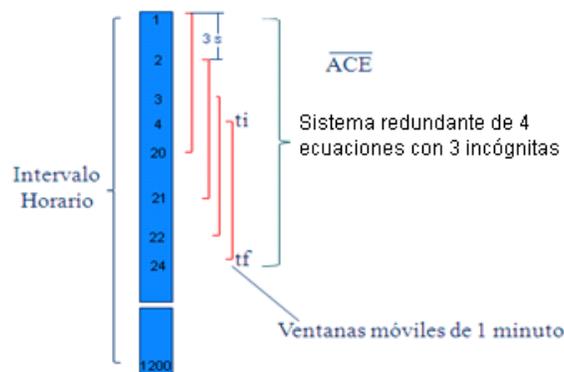


Fig. 8. Obtención del sistema redundante de cuatro ecuaciones con tres incógnitas necesario para la aplicación del método de los mínimos cuadrados.

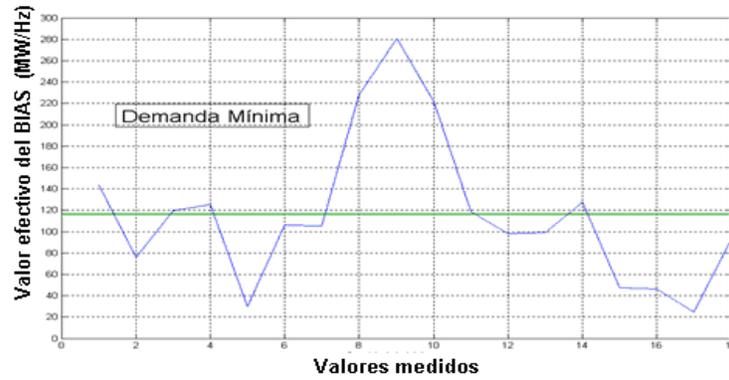


Fig. 9. Cálculo del estadismo efectivo del SNI del Ecuador en demanda mínima.

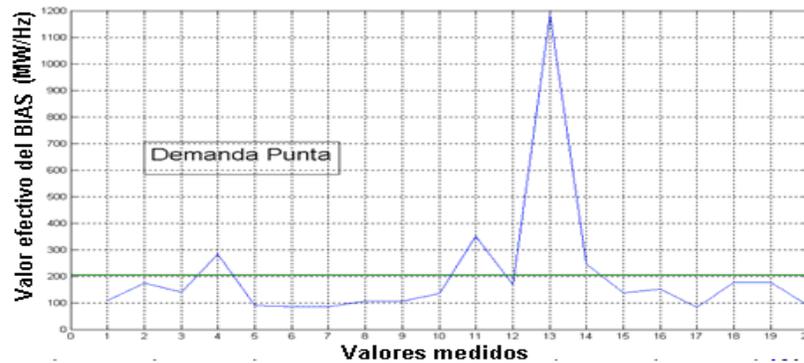


Fig. 10. Cálculo del estadismo efectivo del SNI del Ecuador en demanda máxima.

Los valores promedios calculados del estadismo efectivo del SNI del Ecuador para los valores mostrados en las figuras son de 119 MW/Hz para la demanda mínima y de 200 MW/Hz para la demanda máxima. Estos resultados son cercanos a los valores que se consideran mejores en este trabajo: 150 MW/Hz para la demanda mínima y 250 MW/Hz para la demanda máxima. Hay que señalar que el ajustar los valores del BIAS un poco por encima del valor del estadismo del sistema ayuda a ganar en rapidez de control y en el caso específico del SNI del Ecuador, permite obtener mejores respuestas de la frecuencia y de la transferencia.

F. Reserva secundaria

Al inicio de este artículo se establece que una base para planificar la reserva secundaria es hacer que esta reserva responda por lo menos a las variaciones aleatorias de la carga, pero que los resultados finales debían venir de la simulación. Como las variaciones aleatorias de la carga varían entre los 19 y los 26 MW para las demandas mínima y máxima, se sugiere que la reserva secundaria tenga un primer ajuste alrededor de estos valores [8]. En la figura 11, se muestra el resultado de la simulación del comportamiento la regulación secundaria del sistema en el periodo de la demanda punta para un día laborable típico. Fijarse que la reserva secundaria planificada en función de las variaciones aleatorias de la carga funciona perfectamente.

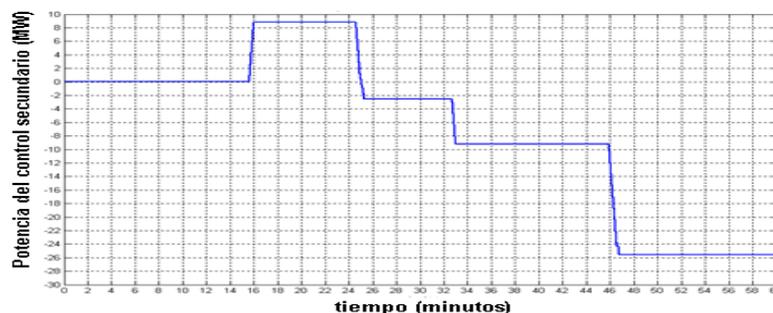


Fig. 11. Comportamiento del control secundario de la frecuencia en el SNI del Ecuador en el periodo de demanda punta en un día laborable típico.

CONCLUSIONES

1. A partir de la utilización del modelo concentrado equivalente del sistema interconectado Ecuador - Colombia, se obtienen mejores estrategias para el control de la frecuencia atendiendo a cinco criterios de selección: cumplimiento de los criterios CPS de la NERC, calidad de la respuesta de la frecuencia y de la transferencia por el enlace inter - áreas, correlación entre la generación y la carga del área, reducción del número de acciones de control y correspondencia entre el factor BIAS de frecuencia ajustado y el estatismo efectivo del sistema.

2. Atendiendo a los cinco criterios de selección señalados anteriormente, se determinan los valores de ajuste de los factores BIAS de los Sistemas AGC del Ecuador y Colombia.

Lo anterior fue posible a partir de la modelación del trabajo del AGC del sistema interconectado Ecuador Colombia utilizando modelos concentrados.

3.- En los ajustes del factor BIAS del AGC del Ecuador se tienen en cuenta los efectos derivados de la no linealidad de los controles y las bandas muertas, de acuerdo a lo establecido en la referencia 11.

REFERENCIAS

- [1] M. Arias, A. Martínez, O. E. Torres, “Obtención de Mejores estrategias para el control de la frecuencia en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador (Primera Parte)”, *Revista IEEE Latinoamericana*, Diciembre 2012, vol. 10, n. 6. pp. 2232-2240. ISSN 1548-0992.
- [2] Y. Yu, S. Grijalva, J.J. Thomas, L. Xiong y otros. “Oscillation Energy Analysis of Inter-Area Low frequency oscillations in Power Systems”. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*. marzo 2016, vol. 31, n. 2, p. 1195-1203,. ISSN 0885-8950.
- [3] Sarmadiand, S.A.N.; Venkatasubramanian, V. “Inter-Area Resonance in Power Systems from Forced Oscillations”. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*. enero 2016, vol. 31, n.1, p. 378-386, ISSN 0885-8950.
- [4] Hatami, M.; Fam,M. “A Non-Stationary Analysis of Low-Frequency Electromechanical Oscillations Based on a Refined Margenau-Hill Distribution”. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, marzo 2016, vol. 31, n. 2, p. 1567-1578. ISSN 0885-8950.
- [5] Kundur, P. *Power System Stability and Control*. New York:Mc-Graw-Hill, 1994, p. 581-626, ISBN 0-07- 035958-X.
- [6] Ewart, D.N. “Automatic Generation Control – Performance under Normal Conditions”. *Systems engineering for Power Status and Prospects*, CONF. 750867, US Energy Research and Development Administration, Henniker, N.H.,17, AUGUST 1975.
- [7] Cohn, N. “Some Aspects of Tie line BIAS control on Interconnected Power Systems”. *AIEE TRANSACTIONS ON*, vol. 75, n. 3, 1957.
- [8] Arias, M.; Martínez, A. Arcos, H. “Caracterización de la carga del SNI del Ecuador”. *Revista ENERGÍA del CENACE*. Ed.ón N° 4. Febrero de 2008.
- [9] Arias, M.; Martínez, A. Arcos, H. “Verificación de los Criterios CPS de la NERC en el SNI del Ecuador”. *Revista ENERGÍA del CENACE*. Ed. 6. Febrero de 2010.
- [10] Le, R.; Hoonchareon, N.; Kramer, A. “Estimation of B for adaptive Frequency BIAS setting in Load Frequency Control” *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 18, n. 2, p. 904-912, mayo 2003, ISSN 0885-8950.
- [11] Polajzer, B.; Dolinar, D.; Ritonja, J. “Estimation of Area’s Frequency Response Characteristic During Large Frequency Changes Using Local Correlation”. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*. Julio 2016, vol. 31, n. 4, p. 3160-3168. ISSN 0885-8950.

AUTORES

Marcelo Arias

Ingeniero Electricista, Máster en Ingeniería Eléctrica, Doctor en Ciencias Técnicas. Labora en el Consejo Nacional de electricidad. Ecuador.

Lázaro Guerra Hdez

Ingeniero Electricista, Master en Ingeniería Eléctrica. Profesor Asistente. Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de La Habana, Cujae. Director Técnico de la Unión Eléctrica de la República de Cuba.

Antonio Martínez García

Ingeniero Electricista. Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular del Centro de Investigaciones y Pruebas Electro Energéticas (CIPEL), Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría, Cujae, Cuba.

Email: amg@electrica.cujae.edu.cu

Orlys Ernesto Torres Breffe

Ingeniero Electricista. Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Auxiliar del Centro de Investigaciones y Pruebas Electro energéticas (CIPEL), Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría, Cujae, Cuba.

Email: oetbreffe@yahoo.es

