



Dinámica de la frecuencia del Sistema Interconectado Ecuador-Colombia

Marcelo Arias

Antonio Martínez

Resumen/Abstract

En el presente trabajo se propone un procedimiento para estudiar la dinámica de la frecuencia del sistema interconectado Ecuador-Colombia, ante la salida de unidades generadoras cuando no se dispone de la información necesaria del sistema eléctrico colombiano, así como los resultados obtenidos al aplicarlo a un caso real.

Palabras clave: estabilidad dinámica, control potencia – frecuencia

This paper presents a procedure to study the dynamics of the frequency of the interconnected system Ecuador-Colombia when a generation unit comes out of the system, and when one doesn't have the necessary information of the electric Colombian system, furthermore the paper presents the results obtained when this procedure is applying it to a real example.

Words key: dynamic stability, control develops, frequency

INTRODUCCIÓN

El estudio de la dinámica de la frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) requiere de un volumen importante de información relacionada en lo fundamental con el comportamiento de la carga, los sistemas de control de velocidad de los motores primarios, la cantidad de unidades que participan efectivamente en el control primario de la frecuencia, así como la configuración del sistema bajo análisis. En el caso de sistemas interconectados se requiere además conocer los parámetros de las líneas de enlace entre las áreas de control. Es típico, no obstante, despreciar en los cálculos las oscilaciones de la potencia sincronizante entre unidades generadoras que acompañan a las salidas bruscas de la generación como se muestra en las referencias [1 – 4] y trabajar con modelos concentrados de los sistemas o áreas de control. El sistema interconectado Ecuador - Colombia

está unido a través de dos líneas doble circuito a 220 KV. Este sistema es controlado por un sistema automático de control de la generación (AGC) que en estado estable mantiene constantes las transferencias por las líneas de enlace de manera automática. Dadas las dificultades existentes en la obtención de la información del sistema colombiano, necesaria para los estudios de dinámica de la frecuencia, en el presente trabajo se propone un procedimiento que permite de manera aproximada evaluar la dinámica de la frecuencia ante salidas bruscas de generación en el sistema interconectado, a partir del procesamiento de mediciones efectuadas en el sistema. Es importante destacar que se evidencia la necesidad de trabajar con modelos de dos áreas de control concentradas y unidas por líneas de interconexión, pues no es posible conocer la configuración de la red del área colombiana ni la composición de unidades que en un momento específico realizan control primario de frecuencia en ese sistema.

DETERMINACIÓN DE PARAMETROS DEL MODELO

El esquema general para el estudio de la dinámica de la frecuencia en un sistema interconectado de dos áreas es el que se muestra en la figura 2.1, tomada de la referencia 1. En este esquema todas las unidades de los dos sistemas se concentran en dos generadores equivalentes, cuyas inercias son la suma de las inercias de todas las unidades de cada sistema, representadas como M_1 y M_2 . Por otra parte D_1 y D_2 representan los estatismos de la carga de cada sistema. Los bloques con los nombres turbina, gobernador y $1/R$ representan un sistema equivalente de control de velocidad de los sistemas ecuatoriano y colombiano respectivamente. El bloque de ganancia T permite modelar las variaciones de las transferencias por las líneas de enlace de ambos sistemas. Las unidades generadoras que no hacen control primario de frecuencia no se incluyen en el bloque equivalente de control primario de cada sistema. El nivel de referencia de la carga se mantiene constante en todo el proceso de modelación pues no se analizará la regulación secundaria de frecuencia.

Con el sistema SCADA se controlan las principales unidades en servicio del sistema eléctrico del Ecuador, por lo que se puede conocer la inercia de las unidades generadoras que participan en el control de la frecuencia. Por otra parte, en la referencia 5, a partir de mediciones de las variaciones de las transferencias por las líneas de interconexión entre Ecuador y Colombia, tomadas cuando se producían salidas bruscas de generación en el lado ecuatoriano, se calculó el estatismo de la carga del sistema ecuatoriano en condiciones de mínima, media y máxima demanda, de esta forma los parámetros M_1 y D_1 del esquema de la figura 2.1 son conocidos.

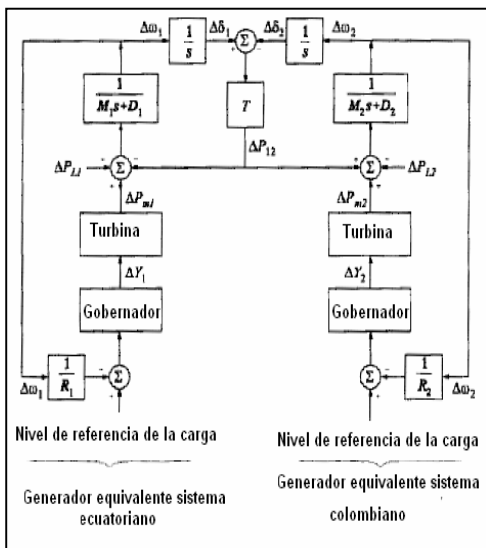


Fig. 2.1. Sistema Equivalente para el estudio de la dinámica de la frecuencia en sistemas de dos áreas.

La base de datos que maneja el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), contiene información completa de los sistemas de control de velocidad de las unidades de generación de los sistemas ecuatoriano y colombiano así como sus parámetros de ajuste.

Para representar un sistema de control de velocidad equivalente en cada área, fue necesario modelar en ambiente MATLAB todos los esquemas de control de velocidad de las unidades de ambos sistemas, sometiéndolos a una perturbación tipo escalón del orden del 10% de su potencia nominal y comprobando que las respuestas transitorias obtenidas se ajustaban a las respuesta típicas según el tipo de unidad y valores de ajustes. En la figura 2.2 se muestran algunos de los resultados de estas modelaciones.

El proceso de modelación previamente indicado permite obtener un bloque equivalente de los sistemas de control de velocidad del sistema ecuatoriano, en el que se considera los principales generadores del sistema con sus ajustes correspondientes, y concentrar en dos bloques equivalentes las pequeñas unidades hidráulicas y térmicas, como se muestra en la figura 2.3.

Del sistema colombiano se modelaron 24 plantas generadoras y se construyó un sistema equivalente similar al ecuatoriano.

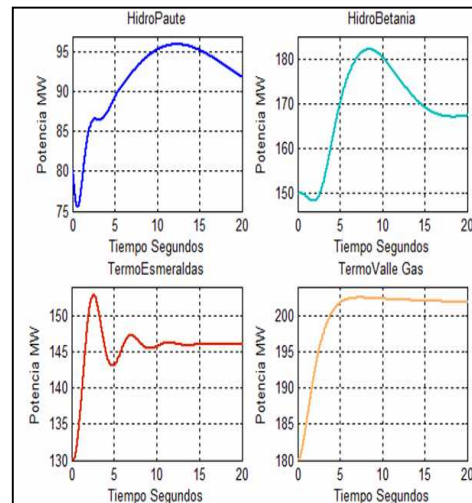


Fig. 2.2. Respuestas transitorias de 4 unidades generadoras ante un escalón de potencia de 10% de la potencia nominal.

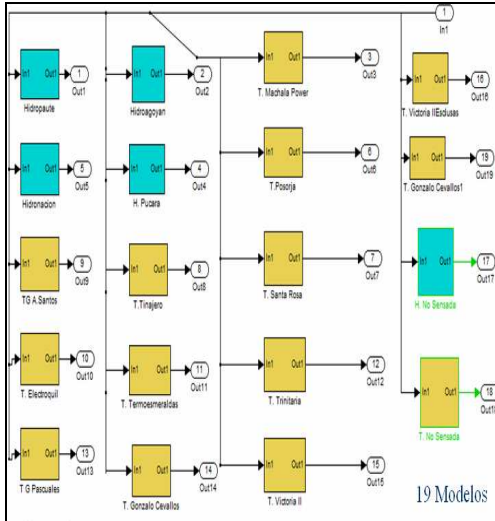


Fig. 2.3. Representación de todos los sistemas de control de la velocidad de las principales plantas generadoras del Ecuador.

En el caso del sistema ecuatoriano, el CENACE conoce la composición de unidades, que en un momento determinado, están efectivamente disponibles para ejecutar control primario de frecuencia, por lo que se dispone de toda la información necesaria para construir el bloque equivalente de regulación de velocidad. Sin embargo, en el caso del sistema colombiano, esto normalmente no se conoce, así como tampoco se conoce la inercia ni el estatismo de la carga del sistema colombiano. Por esta razón fue necesario medir la inercia total del sistema interconectado para condiciones de mínima, media y máxima demanda.

En la referencia 2 a partir de las variaciones de la frecuencia cuando se producen salidas bruscas de generación en el sistema interconectado japonés se estimó el valor de la inercia del sistema. El procedimiento de cálculo se basó en que si se conocen los MW de generación desconectados en $t=0$, es posible plantear que:

$$M_{Total} \frac{d\Delta f}{dt} + K\Delta f = -\Delta P \tag{2.1}$$

Donde:

ΔP : Salida de generación expresada en MW.

Δf : Variación de la frecuencia.

K: Característica MW/Hz del sistema.

M: Inercia del sistema.

Si se evalúa la ecuación (2.1) en el instante $t=0$, no habrá variación en la frecuencia ($\Delta f=0$) y la inercia del sistema podrá evaluarse tal como se muestra en la expresión (2.2):

$$M = \frac{-\Delta P}{\left. \frac{d\Delta f}{dt} \right|_{t=0}} \tag{2.2}$$

De la expresión (2.2) se desprende que se puede calcular M si se mide la razón de cambio de la frecuencia en $t=0$. En la

referencia 2 se asegura que para que M pueda calcularse con la debida exactitud se necesita:

- 1) Determinar el instante de ocurrencia de la salida de generación con la mayor exactitud posible.
- 2) Eliminar de las mediciones de frecuencia las oscilaciones motivadas por la potencia sincronizante.
- 3) Una vez eliminadas las oscilaciones de la potencia sincronizante, ajustar las variaciones de la frecuencia al polinomio de mejor ajuste.
- 4) Obtenido el polinomio de mejor ajuste, evaluar la razón de cambio de las variaciones de la frecuencia en $t=0$. En la referencia 2 se sugiere que el polinomio de ajuste sea de orden 5 o 6.

Para aplicar el procedimiento anterior en el sistema eléctrico del Ecuador, se tomaron las salidas de generación en períodos de demanda media correspondientes al primer semestre de 2007. Con el objetivo de eliminar los errores debido a las oscilaciones de la potencia sincronizante se efectuaron análisis espectrales de las desviaciones de frecuencia medidas con un tiempo de muestreo de 0,1s para detectar las oscilaciones de mayor amplitud y sus correspondientes períodos. En la figura 2.4 se muestra el caso de una salida brusca de 131,7 MW de generación ocurrida en el sistema interconectado en Abril de 2007. Se puede observar que las oscilaciones de las desviaciones de la frecuencia de período de alrededor de 2 segundos, que se corresponden con el noveno armónico en el espectro de frecuencia calculado, tienen amplitudes no despreciables.

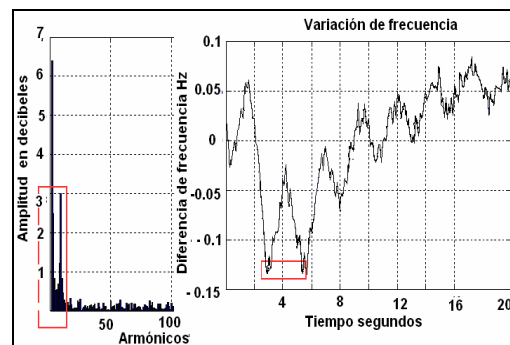


Fig. 2.4. Composición armónica de las desviaciones de frecuencia y desviaciones de frecuencia para la salida de 131,7 MW de generación falla 156 Abril. 2007.

Como las oscilaciones de las desviaciones de la frecuencia son apreciables solo en periodos de 2 segundos, el dominio del tiempo para el ajuste de las desviaciones de frecuencia a

polinomios es de 20 segundos. Lo anterior se muestra en la figura (2.5).

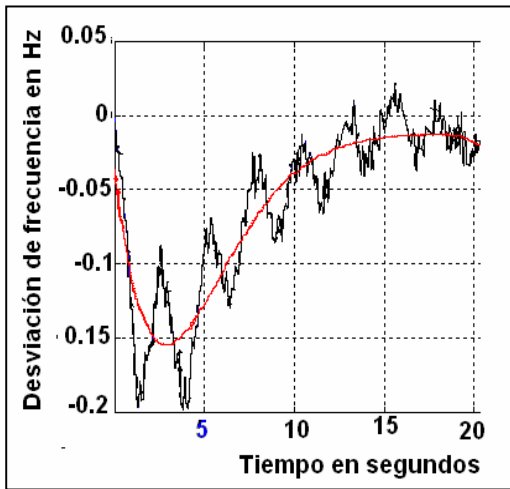


Fig.2.5. Desviaciones de la frecuencia y su ajuste a polinomio de sexto orden para falla No. 156.

Después de procesar todas las salidas ocurridas en períodos de demanda media, los resultados obtenidos para la inercia del sistema interconectado se muestran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Resultados inercia del sistema interconectado Ecuador-Colombia en período de demanda media.

Inercia en MW / rad eléc./s ²				
Valor medio	Error típico	Desviación	Max.	Min.
184.71	8.21	18.36	205.41	163.2

La inercia del sistema ecuatoriano se conoce a partir de la información de las unidades en servicio en la base de datos del CENACE. Si se toma la salida de 131,7MW de generación ocurrida en Abril de 2007 como caso base para la validación del procedimiento propuesto, en ese momento la inercia del sistema ecuatoriano era de 42,4 MW/radianes eléctricos/s², por lo que la inercia del sistema colombiano en ese momento se puede aproximar a: $M_2=184,71-42,4=142,31$ MW/radianes eléctricos/s².

El estatismo de la carga del sistema colombiano se toma igual a 1,3, ligeramente superior al valor de 1,25, medido en la referencia 5 para el sistema ecuatoriano. El valor anterior, teniendo en cuenta los niveles de media demanda del sistema colombiano, representa $D_2=108,33$ MW/Hz o 17,3 MW/radianes eléctricos/s. En el caso del sistema ecuatoriano, para ese mismo periodo, el estatismo de la carga representa $D_1=41,59$ MW/Hz, o 6,62 MW/radianes

eléctricos/s.

El valor del momento de sincronización (parámetro T de la figura 2.1), que permite considerar las variaciones de las transferencias por las líneas de enlace del sistema interconectado, puede ser estimado según la referencia 1 como:

$$T = \frac{E_1 E_2}{X_T} \cos(\theta_{10} - \theta_{20}) \tag{2.3}$$

Donde:

E_1 y E_2 : Tensiones de emisión y recepción.

X_T : Reactancia de las líneas de interconexión.

θ_{10} y θ_{20} : Diferencia de los ángulos de las tensiones de envío y de recibo.

Los valores de T fueron calculados para tres condiciones típicas de transferencias por las líneas de enlace, suponiendo tensión nominal en el envío. Se muestran los resultados en la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Valores de T calculados para 3 condiciones de transferencias por las líneas de enlace.

Transferencia	Momento de sincronización T MW/rad. eléctricos				
	Valor medio	Error típico	Desviación	Max	Min
235 MW	1901.47	4.43	14.02	1922.19	1880.07
120 MW	1999.51	3.44	10.89	2015.36	1982.97
25 MW	2060.94	2.81	8.89	2073.89	2047.44

Para completar los parámetros del modelo concentrado solo es necesario activar las unidades generadoras que en el momento de la salida de generación estaban designadas para efectuar control primario.

El estatismo de la generación del sistema ecuatoriano, en el momento de la salida de generación, se obtiene a partir de las variaciones de potencia de las unidades censadas y del estatismo de las unidades no censadas, dando como resultado:

$$46,78 \text{ MW}/0,087\text{Hz} + 97,61\text{MW}/\text{Hz} = 635,41 \text{ MW}/\text{Hz}$$

Con el cálculo anterior todos los parámetros del sistema ecuatoriano necesarios para el modelo se han completado. Solo queda precisar la composición de unidades del sistema colombiano activadas para efectuar control primario en el momento de la perturbación. Como en el CENACE no se conoce con exactitud esta composición, es necesario estimarla, siendo para ello necesario, saber el estatismo de la generación del sistema colombiano. En la figura 2.6 puede observarse que una vez terminada la acción del control primario, la frecuencia se estabiliza con un valor absoluto de desviación de 0,087 Hz.

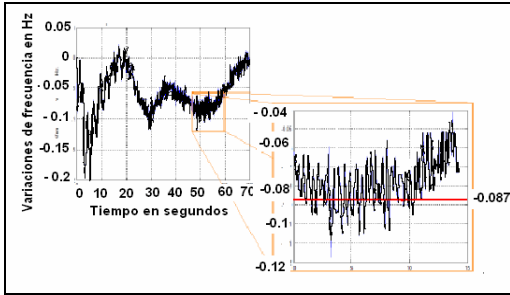


Fig. 2.6. Estimación de la frecuencia de estabilización después de efectuada la regulación primaria. Falla 156 del año 2007.

De la base de datos del SCADA del CENACE se obtuvo la variación de la transferencia de potencia activa en las líneas de interconexión después de efectuado el control primario. Esta variación fue de 72,9 MW. Por lo tanto, el estatismo del sistema colombiano en el momento de la perturbación fue igual a: $72,9\text{MW}/0,087\text{Hz} = 837,93 \text{ MW/Hz}$. Si a este valor se le resta el estatismo de la carga del sistema colombiano se tendrá el valor del estatismo total de generación en el momento de la perturbación, esto es: $837,93 \text{ MW/Hz} - 108,33 \text{ MW/Hz} = 729,6 \text{ MW/Hz}$.

APLICACIÓN DEL MODELO

Una vez obtenida la información necesaria para completar el modelo se efectuaron simulaciones de salidas de generación equivalentes a la perturbación ocurrida en Abril del 2007, en donde se dispararon 131,7 MW. Para el efecto y con fines de evaluar la validez de las estimaciones se consideraron dos composiciones de generación del sistema colombiano, una correspondiente a un despacho altamente hidráulico y otra para un despacho con baja hidráulica, obteniéndose los resultados que se muestran en la figura 3.1.

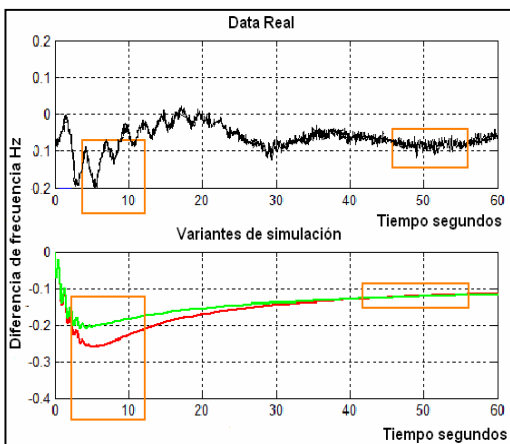


Figura 3.1. Variaciones de frecuencia en el tiempo, en negro variación real, en verde modelación baja hidráulica, en rojo modelación despacho altamente hidráulico.

La evaluación de los resultados con respecto a la variación real de la frecuencia se muestra en la tabla 3.1. Se consideran la caída máxima de la frecuencia, el tiempo que ocurre la caída máxima de la frecuencia, la frecuencia de estabilización y el tiempo de establecimiento. La variación de transferencia por las líneas de interconexión de las áreas equivalentes, resultado de la simulación se muestra en la figura 3.2.

Tabla 3.1: Comparación de resultados obtenidos, simulación vs mediciones.

Caso	Inicio de recuperación	Diferencia en %	Caida máx. frecuencia	Diferencia en %	Tpo. recuperación	Diferencia en %
Data Real	5 s	Referencia	0.198 Hz	Referencia	130 s	Referencia
Variante 1	5.1 s	2%	0.259 Hz	30.81%	210 s	61%
Variante 2	5.1 s	2%	0.209 Hz	5.56%	210 s	61%

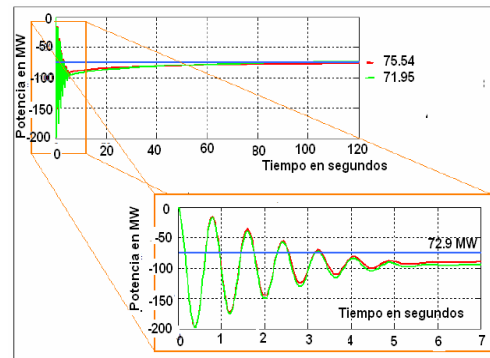


Fig.3.2. Variación de la transferencia en el tiempo, en verde modelación baja hidráulica, en rojo modelación despacho altamente hidráulico.

En la tabla 3.2 se muestran los valores de las variaciones de las transferencias por las líneas de enlace para las dos variantes modeladas y sus desviaciones respecto al caso real.

Tabla 3.2: Valores de las variaciones de las transferencias por las líneas de enlace.

Caso	Variación de la transferencia por las líneas (MW)	Diferencia %
Data real	72.9	Referencia
Variante 1 (Rojo)	75.54	3.62%
Variante 2 (Verde)	71.95	1.30%

En el trabajo no se modelan las calderas de las unidades térmicas a vapor, por lo que las respuestas transitorias de estas unidades solo serán confiables si las variaciones bruscas de la potencia son menores que las que estas unidades son capaces de asimilar sin limitaciones de tiempo; es decir, si las variaciones están entre el 7% y el 10% de su potencia nominal [6 – 7].

Para comprobar lo anterior se revisaron las respuestas transitorias de todas las unidades térmicas modeladas para verificar que las potencias que tomaron durante la perturbación analizada estuvieran por debajo de los valores señalados. En la figura 3.3 se muestra un grupo de estas respuestas transitorias y en la tabla 3.3 sus variaciones de potencia, que en todos los casos están en el intervalo en que se consideran los modelos como válidos.

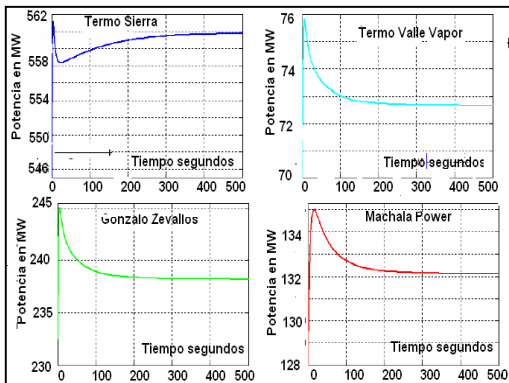


Fig.3.3. Variación de potencia en unidades térmicas del sistema interconectado falla 156 año 2007.

Unidad	P. Nominal (MW)	Pot. Prefalla (MW)	Pot. Postfalla (MW)	% de variación resp. a Pnom.
Machala Power	190	128	132.1	2.56
Termo Sierra	636	545	562	2.67
Valle Vapor	82	70	72.65	3.23
Gonzalo Zevallos	258	232.58	238.2	2.21

En el caso de la composición de baja hidráulicidad, todos los resultados obtenidos al comparar con el caso real son aceptables, a excepción del tiempo de estabilización. El valor del tiempo de estabilización superior al real se explica, en gran medida, por el hecho de que el valor de la inercia del sistema interconectado medido por el procedimiento propuesto en la referencia 2 da valores superiores al real, debido a que no es posible eliminar del todo el efecto de amortiguamiento de la carga en la evaluación de la razón de cambio de la variación de la frecuencia en $t=0$.

La base de datos que se utilizó fue limitada y en el futuro se recomienda procesar un conjunto suficiente de casos que permita contar con una información confiable de los valores típicos de inercia del sistema interconectado y el estatismo de la generación del sistema colombiano en los distintos períodos del día.

CONCLUSIONES

1. Sobre la base de los resultados obtenidos se puede afirmar que aún contando con poca información del sistema eléctrico colombiano es posible, utilizando modelos concentrados equivalentes de ambos sistemas y del procesamiento estadístico de la base de datos de CENACE, obtener una valoración confiable del comportamiento transitorio de la frecuencia en el sistema interconectado Ecuador - Colombia.
2. Estos modelos simplificados pueden ser utilizados en los cálculos de reserva de generación así como en la modelación del trabajo del AGC para comprobar su correcto funcionamiento, y valorar diferentes estrategias de control.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Kundur P: Power System Stability and Control New York: McGraw-Hill, 1994.
- [2] Inoue T., Taniguchi H: "Estimation of Power System Inertia Constant". IEEE Transactions on Power System. Volumen 12 Número 1. Febrero de 1997.
- [3] Elieces A, Rouco L: "Análisis fundamental del impacto de la reserva primaria en sistemas eléctricos aislados", Instituto de Investigación Tecnológica. Universidad Pontificia Comillas. Madrid, España, 2005.
- [4] Sullivan O', Malley J., W O' M. J: "A New Methodology for the Provision of Reserve in an Isolated Power System". IEEE Trans. Power Syst., vol. 14, no. 2, pp. 519-524, May. 1999.
- [5] Arias M, Arcos H: "Determinación del Estatismo de la carga del SNI del Ecuador". Revista ENERGÍA del CENACE. Febrero de 2008.
- [6] Energocetproekt Leningrad. "Estudio Preliminar para la instalación en Cuba de un sistema automático de control de la frecuencia" La Habana 1983. 3 tomos.
- [7] Jaleili, N., Vanslyck L. S., Ewart D. N., Fink L. H., and Hoffmann A. G: "Understanding automatic generation control, "IEEE Trans. Power App. Syst.," vol. PAS-7, no.3, pp. 1106-1122, Aug. 1992.

AUTORES

Marcelo Arias Castañeda.-

Ingeniero Eléctrico en 2006, y el de Máster en Ingeniería Eléctrica en 2008, en el Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría" de la ciudad de La Habana, Cuba. Actualmente se encuentra realizando estudios de Doctorado en el mencionado Instituto.

e-mail: juliomarceloecu@yahoo.com

Antonio Martínez García

Ingeniero Eléctrico, Doctor en Ciencias Técnicas. Labora en el Departamento Docente de Ingeniería Eléctrica, Centro de Investigaciones y Pruebas, CIPEL. Es miembro del Comité Nacional de Grado Científico.

e-mail: amg@electrica.cujae.edu.cu