

IMPLEMENTACIÓN Y PRUEBAS DE LA FUNCIÓN CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN EN EL CENACE

Andrés Narváez
Dirección de Sistemas de Información

RESUMEN

El Control Automático de Generación (AGC), tiene como objetivo principal mantener la frecuencia del sistema eléctrico y los intercambios con áreas vecinas en sus valores programados, a través del envío de comandos de control sobre las unidades de generación habilitadas para este fin. Por lo tanto, la implementación del AGC requiere de un cuidadoso proceso de sintonización y pruebas, tanto de los sistemas de control remoto de las unidades de generación; así como, de la función AGC implementada en el centro de control del Administrador de Mercado.

PALABRAS CLAVE: Control de Generación, Implementación, Pruebas, Intonización.

1. DESCRIPCIÓN DEL AGC IMPLEMENTADO EN EL CENACE

1.1. Arquitectura e Interfaces

En la Figura 1, se muestran las interfaces que el AGC requiere para su funcionamiento.

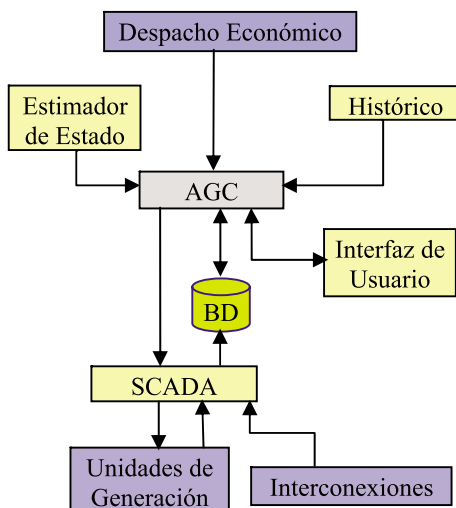


FIGURA 1: Interfaces del AGC con otros Subsistemas

El AGC requiere como datos de entrada las siguientes tele-mediciones provenientes del SCADA: los estados del interruptor y de la manija local-remoto de cada unidad de generación, la potencia activa de cada unidad de generación, la frecuencia del sistema eléctrico y la potencia activa intercambiada con las

áreas de control vecinas. El envío de comandos también se lo realiza mediante el SCADA.

El despacho económico realizado por el área de Planeamiento Energético provee los puntos base de operación de las unidades que participarán en la regulación mediante el AGC; así como, el valor programado de los intercambios de potencia; para tal efecto se establece una interfaz entre el EMS y el Despacho Económico.

Existe una interfaz entre el AGC y el sistema histórico del EMS, que permite que los índices de desempeño de acuerdo a la NERC sean calculados y reportados con la periodicidad correcta.

El estimador de estado provee al AGC la topología y la distribución de los equipos cuando el sistema de potencia se divide en múltiples islas; adicionalmente, el estimador de estado provee al AGC mediciones de respaldo para la potencia de las unidades de generación y los intercambios.

La interfaz de usuario le permite al operador realizar los ingresos manuales y seleccionar los modos de control de las unidades y el modo de operación del AGC.

1.2. Procesamiento de Señales y Ejecución del Control

Para efectos de mantener la frecuencia y el intercambio en sus valores programados, mediante el control de la salida de potencia de las unidades de generación, el AGC ejecuta las siguientes actividades:

- Recopilar y filtrar las tele-mediciones de: frecuencia, error de tiempo, generación de las unidades y potencia de intercambios.
- Calcular el Error de Control de Área ACE, de acuerdo al modo de control seleccionado del AGC, el cual representa una medida de la regulación requerida por parte de las unidades de generación.
- Calcular la generación deseada para cada unidad de generación en base del modo de control seleccionado de la unidad.
- Inicia el envío de acciones de control a cada unidad de generación y monitorea su respuesta.
- Verifica que la reserva disponible para regulación sea suficiente.
- Evalúa y registra el desempeño del sistema de acuerdo a los estándares de la NERC.

2. PROCESO DE SINTONIZACIÓN DEL AGC

2.1. Preparación Inicial

En la fase inicial se verifica el correcto funcionamiento del SCADA en lo referente a la adquisición de todas las señales primarias y de respaldo, asociadas al AGC.

Posteriormente, se realizan las pruebas para verificar la funcionalidad SCADA para el envío de setpoints a las unidades de las centrales habilitadas para participar en el AGC el monitoreo de la respuesta correspondiente. Las Centrales sobre las que se ha ejecutado el proceso de sintonización son: Paute, Pucará y Agoyán. Estas pruebas se llevan a cabo mediante la utilización del modo "TEST" que adicionalmente permite constatar la comunicación entre el centro de control, la RTU y la unidad de generación.

Cabe mencionar que mediante los setpoints se alcanza una velocidad de toma de carga (ramp rate) inferior al que tienen las unidades cuando son controladas en modo local, pero que es suficiente para el control mediante el AGC. Existen ciertos retrasos en la respuesta de ciertas unidades, los cuales se deben a la repuesta propia del regulador de velocidad y por lo tanto no pueden ser reducidos en la etapa de sintonización.

2.2. Sintonización de Cada Unidad

La secuencia a seguirse durante la sintonización de cada unidad es:

- Desactivación de la lógica de no-tracking, para evitar que la unidad sea bloqueada durante las pruebas.
- Determinación de la velocidad de toma de carga (ramp rate) de la unidad de generación mediante setpoints enviados por el AGC utilizando el modo BASE, que permite cambiar la salida de la unidad desde su potencia actual a un valor ingresado manualmente por el operador. La velocidad promedio de toma de carga (ramp rate) para el AGC, registrada durante el proceso de sintonización de las unidades se presenta en la Tabla 1. En la Figura 2, se presenta un ejemplo de las gráficas de la respuesta de las unidades que permiten determinar la velocidad de toma de carga real de cada unidad.
- Ajustar este parámetro en el AGC con valores muy cercanos a los obtenidos en el paso anterior para cada una de las unidades.

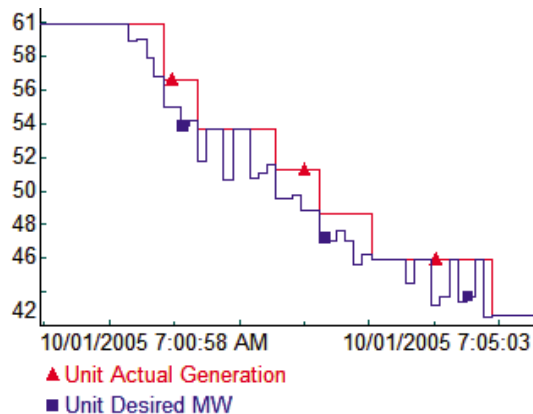


FIGURA 2: Respuesta de una Unidad de Generación bajo AGC

- Verificar la respuesta de la unidad de generación y constatar que los valores finales sean cercanos a los valores objetivos.
- Verificar que la interfaz con el Despacho Económico esté funcionando adecuadamente e ingresar la programación de generación para las siguientes 24 horas para cada unidad.
- Verificar que cada uno de los modos de control de las unidades que disponga el AGC bajo pruebas operen de acuerdo a sus especificaciones. En los ítems siguientes se presenta el procedimiento para probar los modos de control de las unidades, existentes en el AGC del CENACE.
- Probar el modo de control "Schedule", verificar que la unidad de generación en este modo fije su salida en el valor programado para cada hora, dicho valor se toma del programa ingresado desde el Despacho Económico.
- Probar el modo de control "Schedule Regulation", verificar que el basepoint de la unidad sea igual al valor programado para cada hora, mientras que la potencia deseada sea igual al basepoint más su requerimiento de regulación de acuerdo al ACE y su factor de participación.
- Probar el modo "Automatic", verificar que el basepoint de la unidad sea igual al valor programado para cada hora más el aporte dado por su factor de participación económico, mientras que la potencia deseada sea igual al basepoint más su requerimiento de regulación de acuerdo al ACE y su factor de participación.

TABLA 1: Velocidad Promedio de Toma de Carga en Network Manager (ramp rate) de las Unidades de Generación Sintonizadas

Central	Unidad de Generación	Ramp Rate (MW/min)
Paute	Unidad 1	14.10
	Unidad 2	13.30
	Unidad 3	12.05
	Unidad 4	11.40
	Unidad 5	13.20
	Unidad 6	14.60
	Unidad 7	14.57
	Unidad 8	12.75
	Unidad 9	13.83
	Unidad 10	14.40
Pucará	Unidad 1	6.33
	Unidad 2	6.56
Agoyán	Unidad 2	5.75

2.3. Sintonización del AGC como Sistema

Esta fase es iniciada una vez concluida la sintonización individual de las unidades, en la cual se demostró que estaban en capacidad de ejecutar la regulación de forma adecuada. Esta fase involucra el ajuste de parámetros del AGC a nivel de aplicación y que afectan el desempeño de todo el sistema. La variación de los parámetros debe realizarse de forma iterativa y con un parámetro a la vez.

El objetivo de esta fase es evitar que se produzca sobre-regulación en el área de control, la cual se presenta como oscilaciones en el error de control de área ACE, evidenciándose además la oposición entre el ACE original y el ACE filtrado (1).

Para la sintonización del AGC como sistema y antes de incorporar de forma secuencial las unidades sintonizadas individualmente se deben cumplir las siguientes condiciones previas:

- Verificar que el despacho económico haya sido actualizado correctamente en la interfaz correspondiente.
- Verificar que los valores de frecuencia e intercambio programados sean los correctos.
- Verificar que el modo de operación del AGC sea el correcto. Los modos de control disponibles en el AGC de CENACE son: Constant Interchange CI, Constant Frequency CF, Tie Line Bias TLB, Tie Line Time Bias TLTB, CFT Constant Frequency Time.

Una vez que las unidades tienen los permisos de control correspondientes se procede a seleccionar el modo de operación de cada unidad: Automatic, Schedule Regulation, Schedule o Manual. Dependiendo de las condiciones de demanda se debe asegurar que exista un número adecuado de unidades participando en la regulación.

La variable crítica a monitorearse en esta etapa, es el error de de control de área ACE, los parámetros a ser ajustados corresponden a aquellos relacionados con el filtro no lineal, cuyo objetivo es garantizar que los comandos de control sobre las unidades sean lo más suavizados posible para todas las bandas de demanda.

Dicho proceso de ajuste se facilita mediante la representación gráfica del comportamiento del ACE original y del ACE filtrado mediante los utilitarios del Sistema Histórico u otros. En la Figura 3, se muestra el comportamiento del ACE en condiciones normales de operación.

Los factores de participación se calculan automáticamente en base del rango de regulación disponible en cada unidad de generación y de su velocidad de respuesta.

Finalmente, se ajustan los límites del ACE que determinan la operación del AGC en modo normal, en modo de emergencia y el disparo del AGC, estos valores se determinan en base a la experiencia en la operación del AGC en condiciones normales y de emergencia.

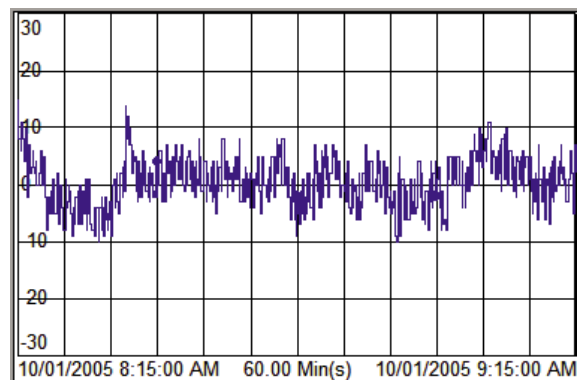


FIGURA 3: Comportamiento del ACE en Condiciones Normales

3. RESULTADOS

Los siguientes indicadores permiten asegurar que la sintonización global del AGC se la realizó adecuadamente:

- El error de control de área ACE fue graficado y analizado durante los períodos de prueba y tiene un promedio de 5 cruces por cero cada 10 minutos y varía dentro de una banda de +/- 10 MW, lo cual según la NERC, es un indicador que se está haciendo un control adecuado con el AGC.
- La respuesta de las unidades de generación con respecto a los valores requeridos por el AGC no es oscilante ni se presentan cambios súbitos, sino que de una manera suave las unidades hacen el seguimiento de los requerimientos del AGC para llevar el ACE a cero.

- El intercambio de potencia activa en la interconexión eléctrica con Colombia se mantiene estable y dentro de una banda de $\pm 5\%$ respecto a su valor programado, valores aceptables de acuerdo operativo binacional.
- En condiciones normales, la frecuencia del sistema se mantiene estable dentro de una banda de $\pm 0,06$ Hz, debe recordarse que la banda de variación permitida en condiciones normales, según la normativa vigente, es de ± 0.15 Hz. En la Figura 4, se muestra el comportamiento de la frecuencia en condiciones normales.

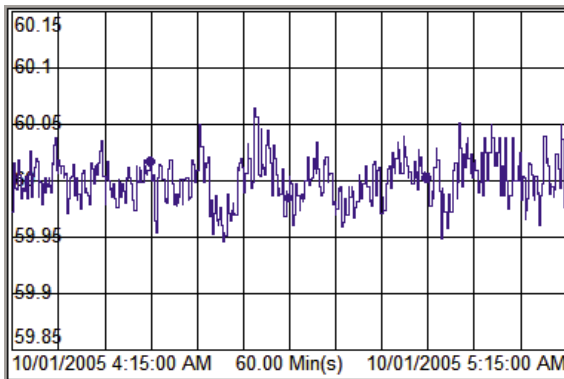


FIGURA 4: Comportamiento de la Frecuencia en Condiciones Normales

- En el período de demanda pico (18:14), se disparó la Central Termoeléctrica Trinitaria con una potencia de 72 MW. El valor mínimo de frecuencia se registró en 59,91 Hz y se recuperó la frecuencia nominal en un tiempo aproximado de 50 segundos. En la figura 5 se observa el comportamiento del ACE ante esta contingencia y su rápida recuperación.

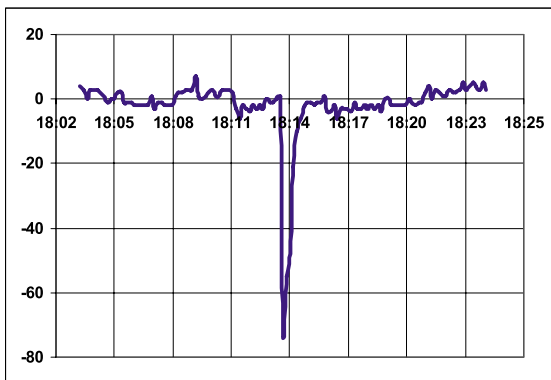


FIGURA 5: Comportamiento del ACE ante una Contingencia

- Los valores de programación de la generación (basepoints) tomados desde el Despacho Económico fueron ejecutados exactamente por las

unidades en modo SCHEDULE y las unidades en Schedule Regulation y Automatic operaron alrededor del basepoint como es lo deseable.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se concluye que de manera general, mediante el procedimiento descrito, se ha logrado una correcta sintonización del AGC de CENACE, lo cual se ha visto evidenciado en el comportamiento de: el ACE, la frecuencia, el intercambio y la potencia activa de las unidades de generación bajo el control del AGC.
- Se ha puesto gran cuidado a los parámetros relacionados con los filtros no-lineales y distribución del ACE sobre las unidades, de tal manera de evitar un sobre-control sobre las unidades de generación.
- Se ha evidenciado la respuesta adecuada del AGC ante condiciones de emergencia, pues ante la pérdida de 72 MW de generación en la banda de demanda pico, se recuperó la frecuencia nominal en menos de 50 segundos.
- Una vez ejecutada la prueba del control del AGC cuando el SNI se divide en islas, con la adecuada coordinación para minimizar el impacto en la seguridad y economía de la operación, se verificó que el Estimador de Estado proporcionó correctamente al AGC, la información necesaria para la operación en estas condiciones y el AGC mantuvo la frecuencia nominal en las dos islas y el intercambio en su valor deseado con Colombia.
- Se recomienda que luego de ejecutar pruebas correspondientes y verificar las mediciones del intercambio vía ICCP desde CND, se utilice estas mediciones como principales para el control del intercambio, de tal manera que teniendo una referencia común se elimine la incertidumbre de las pérdidas.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] ABB Inc; AGC Tuning Guide for Network Manager System, Texas-USA, May 6, 2004.
- [2] ABB Inc; AGC Subsystem Design Document for Network Manager System, Texas-USA, June 1, 2004.
- [3] WANG, Bingsen; HISKENS, Ian; Review of AGC Implementation Issues Before and After Deregulation, University of Wisconsin – Madison, 2002.
- [4] TONER, Patrick; TURGEON, Jean; VERREAU, Alain; Real Time Generation Control, Montréal, 2001.
- [5] SANDERSON, Penelope; WONG, William; CHOUDHURY, Sanjib; MEMISEVIC, Rizah; Hydro Scheme Control In A Deregulated Environment: Cognitive Work Models And Design Implications. The University of Queensland, Australia, 2003.
- [6] LAUSTERER, Gerhard; Improved Maneuverability of Power Plants for Better Grid Stability, Siemens AG, Karlsruhe – Germany, 1997.

- [7] Puget Sound Energy, Inc; Technical specifications and Operating Protocols and Procedures for Large Generation Interconnections, July 26, 2004. Pp. 24 – 34.
- [8] SOLTOGGIO, Andrea; Evolutionary Algorithms in the Design and Tuning of a Control System, Department of Computer and Information Science Norwegian University of Science and Technology, June 2004.



Andrés Narváez.-

Nació en el Cantón Montúfar, Ecuador, en 1977. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional de Quito en el año 2000; actualmente se encuentra cursando sus estudios de maestría en la Escuela

Politécnica Nacional de Quito.

Actualmente labora en el Centro Nacional de Control de Energía CENACE, en la Dirección de Sistemas de Información, los campos de investigación de su interés son: los sistemas SCADA-EMS, el Control Automático de Generación y los Modelos de Mercados Eléctricos.