

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

ACUERDO No. 226
Abril 26 de 2002

Por el cual se aprueban los criterios técnicos para la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia a nivel nacional

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales y reglamentarias, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, la Resolución 8-0103 del 2 de febrero de 1995 del Ministerio de Minas y Energía, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, su reglamento interno y según lo acordado en la Reunión No. 173 del C.N.O. celebrada el 25 de abril de 2002 y

CONSIDERANDO:

1. Que la Resoluciones CREG 198 de 1997 y 083 de 1999 establecen los criterios y requisitos para la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.
2. Que es necesario actualizar los actuales requisitos técnicos aplicables a la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.

ACUERDA:

ARTICULO PRIMERO: Aprobar el documento ISA UENCND 02 – 059 *Revaluación de los Criterios de Regulación Secundaria de Frecuencia* del 10 de Abril de 2002, el cual forma parte integral del presente acuerdo como Anexo A.

ARTICULO SEGUNDO: El resumen de parámetros contenidos en dicho documento y aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia son los siguientes:

PARAMETROS	VALORES
Estatismo	<ul style="list-style-type: none">• Valores entre el 4 y el 6 %
Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC.	<ul style="list-style-type: none">• Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.
Velocidad de cambio del sistema.	<ul style="list-style-type: none">• Valores entre 50 y 70 MW/minuto
Velocidad de cambio por unidad.	<ul style="list-style-type: none">• Mayor o igual a 10MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Número mínimo de unidades.	<ul style="list-style-type: none">• 3 unidades.• NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.
Reserva de AGC.	<ul style="list-style-type: none">• El mayor valor entre la unidad disponible más grande y

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

	el 5% de la demanda programada en cada hora. Dicho valor podrá ser modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.
Valor mínimo para participar en AGC	• 23 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.
Tiempo de retardo de la unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC.	• Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.

ARTICULO TERCERO: La velocidad de cambio de carga MW/min de las unidades será el valor medido en el CND durante las pruebas de elegibilidad y/o sintonía de las unidades para participar en el Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia. Dichas pruebas están descritas en el documento ISA UENCND 148 de julio de 2000 **"Entrada en Operación de Nuevas Unidades al AGC Nacional"**, aprobado mediante Acuerdo No 82 del CNO, o aquel que con posterioridad sea actualizado por el CND y aprobado por el CNO.

ARTICULO CUARTO: Para dar cumplimiento al tiempo de recuperación de la frecuencia por medio del AGC, la asignación de reserva de regulación a una unidad estará limitada a dos veces (regulación hacia arriba y hacia abajo) el valor efectivo de potencia que pueda variar en 7 minutos, de acuerdo con su velocidad de cambio de carga definida en el Artículo TERCERO del presente Acuerdo.

ARTICULO QUINTO: Exceptúase de lo dispuesto en el presente acuerdo los casos en los que por cambios en la topología del STN, el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia deba ser prestado regionalmente por agentes generadores para los cuales el CNO haya definido mediante Acuerdo, unos parámetros específicos, los cuales seguirán vigentes.

ARTICULO SEXTO: El presente Acuerdo rige a partir de la oferta de disponibilidad para AGC que se efectúe por parte de los agentes generadores el día 2 de mayo de 2002, las cuales serán consideradas para el Despacho Económico del día 3 de mayo de 2002 y con excepción de lo dispuesto en el artículo anterior, deroga todos aquellos Acuerdos que le sean contrarios, en especial el Acuerdo No 108 del CNO.

Dado en Bogotá a los 29 días del mes de Abril de 2002.

El Presidente,


RAFAEL PÉREZ C.

El Secretario Técnico,


GERMÁN CORREDOR A.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

ANEXO A

REVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

1. OBJETIVO

Reevaluar los criterios requeridos por las unidades de generación para participar en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia en el Sistema Interconectado Nacional.

2. INTRODUCCIÓN

La regulación secundaria de frecuencia es un mecanismo de control automático encargado de llevar la frecuencia y/o intercambio a su valor nominal después de un disturbio y opera una vez haya actuado la regulación primaria (los primeros 30 segundos). Para una adecuada calidad de frecuencia, el sistema requiere del servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia.

La operación del Sistema Interconectado Nacional, tanto desde el punto de vista económico como de seguridad y calidad, exige la coordinación y participación directa o indirecta de todos los agentes del Mercado de Energía Mayorista en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

El control automático de la frecuencia se realiza con un programa que se conoce con el nombre de AGC (Automatic Generation Control), el cual calcula la desviación de frecuencia y/o intercambio para corregirla a través de un proceso automático de envío de comandos (setpoint) que cambian la generación de las unidades que se encuentren bajo su control. La desviación del parámetro controlado (frecuencia y/o intercambio) se conoce con el nombre de ACE (Area Control Error) y se calcula de la siguiente manera:

$$ACE = (\text{IntercambioReal} - \text{IntercambioProgramado}) - \beta(\text{FrecuenciaReal} - 60) \text{ [Mw]}$$
$$ACE = \Delta P - \beta \Delta f \quad \text{[MW]}$$

Los criterios requeridos para la prestación del servicio de regulación primaria y terciaria de frecuencia están fuera del alcance del presente documento.

3. METODOLOGÍA

El CND analizó los parámetros necesarios para la regulación secundaria de frecuencia del Sistema Interconectado Nacional. La revisión de éstos se hizo teniendo en cuenta la experiencia del CND en la operación, lo establecido en el Código de Operación y las prácticas a nivel internacional. Luego se procede a su análisis individual para definir los valores más adecuados en el SIN.

La revisión efectuada por el CND estuvo orientada a flexibilizar los requisitos técnicos exigidos a las unidades que prestan el servicio de AGC, con el objeto

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

de ampliar el mercado de regulación secundaria de frecuencia de una manera técnicamente factible sin comprometer la calidad y seguridad del sistema.

4. ANTECEDENTES

En el Código de Operación se define que la frecuencia objetivo del Sistema Interconectado Nacional es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y periodos de restablecimiento.

Las Resoluciones CREG 198 de 1997, 080 y 083 de 1999 establecen las reglas operativas para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia y las funciones del CND en este aspecto. La reglamentación para pruebas de AGC están estipuladas en la Resolución CREG 121 de 1998. Por otro lado, la Resolución CREG 064 de 2000 reglamenta la parte comercial del servicio de regulación secundaria de frecuencia y estipula la obligatoriedad comercial de todos los agentes despachados a contribuir con una reserva proporcional a su despacho horario.

El acuerdo del Consejo Nacional de Operación No 82 de julio 27 de 2000 aprobó el documento ISA UENCND 148 de julio de 2000, el cual establece los procedimientos necesarios para la verificación y aprobación de nuevas unidades para participar en la regulación secundaria de frecuencia y los criterios de seguridad y calidad del control integrado de frecuencia en el SIN. Actualmente, los parámetros requeridos para la prestación del servicio de AGC son:

Estadismo	<ul style="list-style-type: none">• Valores entre el 4 y el 6 %
Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC.	<ul style="list-style-type: none">• Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 5 minutos.
Velocidad mínima de cambio de carga.	<ul style="list-style-type: none">• Valores entre 29 y 67 MW/minuto
Número mínimo de unidades.	<ul style="list-style-type: none">• 3 unidades.
Velocidad de cambio de carga requerido por unidad.	<ul style="list-style-type: none">• 15MW/min medidos con el modo de pruebas del AGC en el CND. (Acuerdo CNO #108)
Valor mínimo para participar en AGC	<ul style="list-style-type: none">• 23 MW. (Acuerdo CNO #93)
Reserva de AGC.	<ul style="list-style-type: none">• El mayor valor entre la unidad disponible más grande y el 5% de la demanda en cada hora. (230,280 y 360 MW)
Tiempo de retardo de la unidad en	Máximo de 20 segundos una vez recibido

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

comenzar a responder una vez recibido el comando enviado por el AGC.	el primer comando de regulación.
--	----------------------------------

5. PARÁMETROS ANALIZADOS

Se analizaron los siguientes parámetros relacionados con la regulación de frecuencia, teniendo en cuenta la experiencia del CND y los estándares internacionales:

- Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia.
- Velocidad de cambio de carga del sistema.
- Velocidad de cambio de carga requerido por unidad.
- Número mínimo de unidades en regulación de frecuencia.
- Reserva total del sistema.
- Participación mínima de regulación secundaria por unidad.
- Tiempo de retardo de la unidad en comenzar a responder una vez recibido el comando enviado por el AGC.

5.1 Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC

Uno de los parámetros más importantes en la calidad de la frecuencia es el tiempo en el cual ésta se recupera después de ocurrido un desbalance carga/generación.

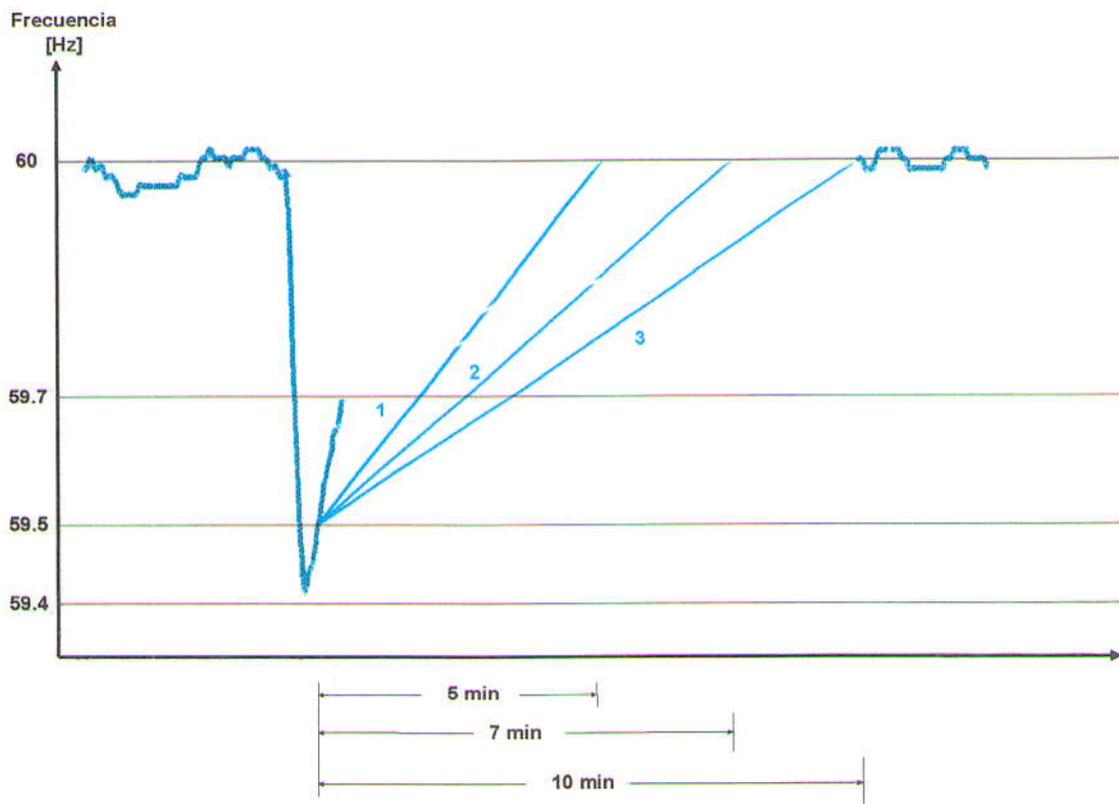
A nivel internacional, los tiempos asociados a la recuperación de frecuencia no han sido completamente justificados desde una óptica operativa o económica. Sin embargo, basado en el seguimiento estadístico de las variaciones de frecuencia, los estándares internacional, considerando un Bias promedio de 700 MW/Hz y teniendo en cuenta tiempos (5,7 y 10 minutos) y escenarios de recuperación de la frecuencia desde 59.5 Hz (casos 1, 2 y 3) y 59.7 Hz (casos 4,5 y 6) se presentan los siguientes resultados:

CASO	BIAS (MW/Hz)	DELTA f (Hz)	DELTA P (MW)	t 59.5 - 60 Hz (Min)	t 59.5 - 59.8 Hz (Min)	VEL Requerida (MW/Min)
1	700	0.5	350	5	3	70
2	700	0.5	350	7	4	50
3	700	0.5	350	10	6	35
4	700	0.3	210	5	1.7	42
5	700	0.3	210	7	2.3	30
6	700	0.3	210	10	3.3	21

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

Estos tiempos incluyen los rangos necesarios para que la señal al regulador del generador sea enviada y procesada, así como los tiempos de actuación del regulador de velocidad en la regulación primaria. También es de resaltar que el AGC representa un control proporcional integral que requiere de determinados tiempos para la ejecución de sus comandos.

La siguiente gráfica ilustra los escenarios de recuperación de la frecuencia a través del AGC:



Gráfica 1. Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

Basado en lo anterior, se recomienda que una vez ocurrido un evento las unidades que estén prestando el servicio de regulación deben recuperar la frecuencia a su valor nominal en un tiempo no superior a 7 minutos.

5.2 Velocidad de cambio del sistema

Al considerar los diferentes escenarios de recuperación de frecuencia (tiempos y frecuencias de estabilización después de eventos) la velocidad total del SIN cambia entre 20 y 70 MW/min.

Los parámetros que se exigen para la prestación del servicio de regulación deben ser tales que compensen los valores de velocidad total del sistema sin deteriorar la calidad de frecuencia, y a su vez que permitan la entrada de nuevos generadores al negocio de la prestación del servicio de AGC. Por tanto, se recomienda que en conjunto las unidades que presten este servicio cumplan con un valor de 70 MW/min en periodos de punta y 50 MW/min fuera de ésta.

5.3 Velocidad de cambio de carga por unidad

Considerando las diferentes tecnologías de las plantas generadoras del SIN y la experiencia internacional, se recomienda una velocidad mínima por unidad de 10 MW/minuto medidos con el modo de pruebas del AGC en el CND. Es de resaltar que la velocidad conjunta de las unidades que estén prestando el servicio debe estar entre 50 - 70 MW/min como se describió en el numeral anterior.

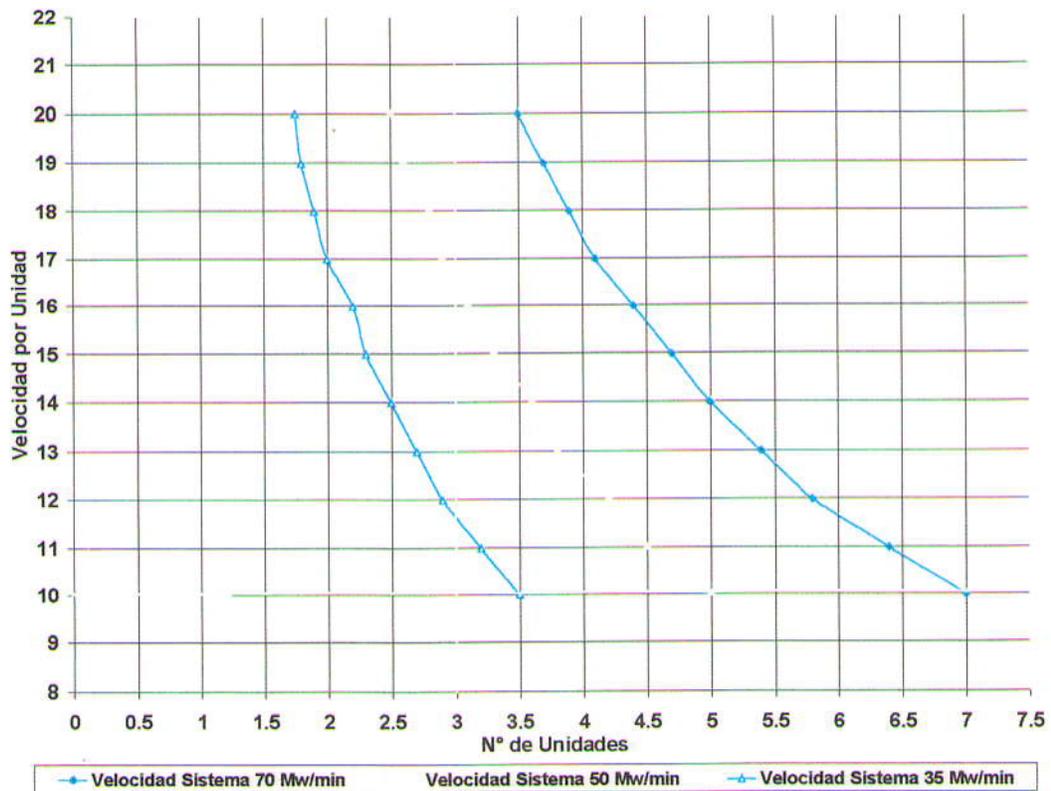
En la siguiente tabla se puede apreciar que con 5 - 7 unidades se cumpliría este requerimiento del sistema y con velocidades mayores, se requerirían menos unidades.

VEL Requerida (MW/Min)	# Unidades Requeridas		
	10 MW/min	15 MW/min	20 MW/min
70	7	5	4
50	5	4	3
35	4	3	3
42	4	3	3
30	3	3	3
21	3	3	3

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, éstas deben considerarse para el AGC como una sola unidad.

A continuación se presenta la gráfica del número de unidades vs diferentes requerimientos de velocidades.



Gráfica 2. Número de unidades vs diferentes requerimientos de velocidades.

5.4 Número mínimo de unidades

Por criterios de confiabilidad se requiere un mínimo de 3 unidades prestando simultáneamente el servicio de regulación secundaria de frecuencia .

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

5.5 Reserva Total del Sistema (HO)

El margen de reserva para el servicio de regulación secundaria de frecuencia debe responder a los eventos y cambios normales de carga y generación en el SIN. En tal sentido, la reserva de AGC está relacionada directamente con la pérdida de unidades de generación, evolución de la demanda, variaciones del pronóstico de la demanda y los cambios de generación horarios originados por el cumplimiento del esquema comercial del mercado mayorista de electricidad colombiano.

A nivel internacional es común encontrar que el margen de regulación secundaria es un porcentaje de la demanda y/o la pérdida de la unidad más grande. Para el sistema colombiano, se recomienda un margen de regulación, tanto para subir como para bajar, correspondiente al mayor valor entre la unidad disponible más grande y el 5% de la demanda en cada hora, porcentaje que refleja las desviaciones normales en el pronóstico de la demanda. Dicho valor podrá ser modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.

Es importante resaltar que la asignación de reserva de regulación a una unidad estará limitada a dos veces (regulación hacia arriba y hacia abajo) el valor efectivo de potencia que pueda variar en 7 minutos, de acuerdo con su velocidad de cambio de carga medida durante las pruebas de AGC en el CND .

5.6 Participación mínima en regulación secundaria

Se continúa con los 23 MW por planta que se establece en el acuerdo CNO #93. Este valor es el mismo tanto para arriba como para abajo.

5.7 Tiempo de retardo de la unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC.

Para garantizar un adecuado desempeño de la respuesta de las unidades a los comandos del AGC, es necesario definir un límite al tiempo de retardo máximo a partir del cual las unidades deben empezar a variar su salida de potencia una vez se envíe el comando desde el CND. Teniendo en cuenta los tiempos de recuperación, las recomendaciones internacionales y la experiencia del CND, se define como máximo un valor de 20 segundos como tiempo esperado en que la unidad que presta servicio de AGC debe responder una vez recibido el primer comando de regulación.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN C.N.O.

6. RESUMEN PARÁMETROS

- El presente documento ha definido una nueva propuesta de parámetros requeridos para la prestación del servicio de regulación de frecuencia. A continuación se presenta una tabla resumen con todos los parámetros recomendados vs los vigentes:

PARAMETROS	ANTERIORES	PROPUESTOS
Estatismo	<ul style="list-style-type: none"> Valores entre el 4 y el 6 % 	<ul style="list-style-type: none"> Valores entre el 4 y el 6 %
Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC.	<ul style="list-style-type: none"> Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 5 minutos. 	<ul style="list-style-type: none"> Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.
Velocidad de cambio del sistema.	<ul style="list-style-type: none"> Valores entre 29 y 67 MW/minuto 	<ul style="list-style-type: none"> Valores entre 50 y 70 MW/minuto
Velocidad de cambio por unidad.	<ul style="list-style-type: none"> 15MW/min medidos con el modo de pruebas del AGC en el CND. (Acuerdo CNO #108) 	<ul style="list-style-type: none"> Mayor o igual a 10MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Número mínimo de unidades.	<ul style="list-style-type: none"> 3 unidades. 	<ul style="list-style-type: none"> 3 unidades. <p>NOTA: Teniendo en cuenta las particularidades tecnológicas y de control de las plantas de ciclo combinado, las mismas serán consideradas para el AGC como una sola unidad.</p>
Reserva de AGC.	<ul style="list-style-type: none"> El mayor valor entre la unidad disponible más grande y el 5% de la demanda en cada hora. (230,280 y 360 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> El mayor valor entre la unidad disponible más grande y el 5% de la demanda programada en cada hora. Dicho valor podrá ser modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.
Valor mínimo para participar en AGC	<ul style="list-style-type: none"> 23 MW. (Acuerdo CNO #93) 	<ul style="list-style-type: none"> 23 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.
Tiempo de retardo de la unidad en comenzar a responder una vez enviado el comando por el AGC.	<ul style="list-style-type: none"> Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación. 	<ul style="list-style-type: none"> Máximo de 20 segundos una vez enviado el primer comando de regulación.