

ANEXO 1

Requisitos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de
Frecuencia – AGC

Diciembre 5 de 2017

Contenido

1	Antecedentes	4
2	Objetivos	6
3	Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.....	6
3.1	Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por Medio del AGC	7
3.2	Velocidad máxima de cambio de carga del sistema	8
3.3	Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad	9
3.4	Número Mínimo de Unidades	10
3.5	Máximo número de unidades para hacer AGC	11
3.6	Reserva para Regulación de Frecuencia – Holgura para AGC..	12
3.7	Constante de Regulación Combinada – BIAS	16
3.8	Holgura Mínima por Planta para Hacer AGC	17
3.9	Holgura Mínima por Unidad para Hacer AGC.....	18
3.10	Tiempo de Retardo Permitido para las Unidades en AGC.....	19
3.11	Estatismo	20
3.12	Resumen Requerimientos Actuales para AGC	21
4	Integración de Unidades de Generación al Esquema de AGC Nacional	22
4.1	Nuevas Unidades que se Integran al Esquema de AGC	22
4.2	Sintonía de Unidades.....	25
4.2.1	Envío comandos tipo pulsos desde el CND	26
4.2.2	Envío comandos tipo setpoint desde el CND	28
4.3	Aspectos Operativos de las Pruebas de AGC	33
4.4	Mantenimiento de Parámetros.....	34
5	RETIRO DE UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE AGC...	36
5.1	Definiciones	36

5.2	Antecedente legal y regulatorio	37
6	PROCEDIMIENTO DE RETIRO DE UNA UNIDAD DE GENERACIÓN	37
6.1	Acciones preventivas en tiempo real	37
6.2	Acciones preventivas en el análisis posoperativo	38
6.3	Revisión de la función AGC	38
6.4	Retiro temporal de la unidad.....	39
6.4.1	Causas.....	39
6.4.2	Acciones correctivas	39
6.4.3	PROCEDIMIENTO DIAGNÓSTICO DE FALLA DE AGC.....	40

1 Antecedentes

El Control Automático de Generación (**AGC**) o Regulación Secundaria de Frecuencia, es un sistema de control automático que lleva la frecuencia y los intercambios internacionales a su valor nominal a causa de desviaciones en el balance carga-generación o después de ocurrida una perturbación en el sistema y una vez haya actuado la Regulación Primaria de frecuencia.

Después de ocurrida la perturbación, el SCADA calcula la desviación de frecuencia e intercambio teniendo en cuenta la frecuencia objetivo del Sistema Interconectado Nacional (**SIN**) y el valor del intercambio programado. Dependiendo de la desviación calculada, se envía una modificación a la consigna de potencia (a través de pulsos o set points) de los reguladores de velocidad de las unidades que prestan el servicio de AGC para aumentar o disminuir la inyección de potencia eléctrica al sistema y así mantener el balance carga – generación.

La desviación de la frecuencia o el intercambio se conoce como ACE (Area Control Error). El ACE total se calcula como se muestra en la **Figura 1**.

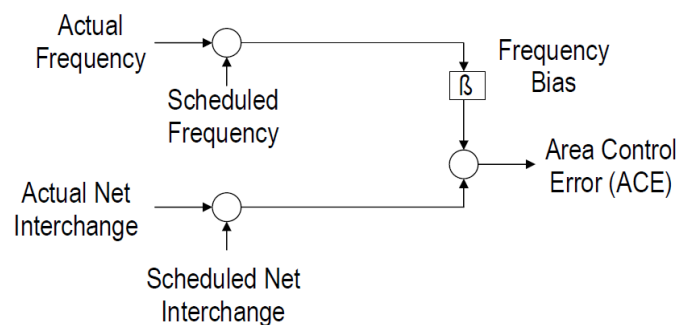


Figura 1. Cálculo del Error de Control de Área ACE

$$ACE = (\text{IntercambioProgramado} - \text{IntercambioReal}) + \beta(60 - \text{FrecuenciaReal}) \text{ [MW]}$$

$$ACE = \Delta P + \beta \Delta f \text{ [MW]}$$

Donde β es la Constante de Regulación Combinada del Sistema o BIAS en [MW/Hz].

Con base en el ACE total y la función de control que se muestra en la

Figura 2, el programa **LFC** (Load Frequency Control) del SCADA calcula, cada 4 segundos, el total de la potencia deseada para corregir una desviación dada. Según los factores de participación de las unidades que estén prestando el servicio en el momento, se determina cuánta es la corrección en potencia que le corresponde a cada unidad.

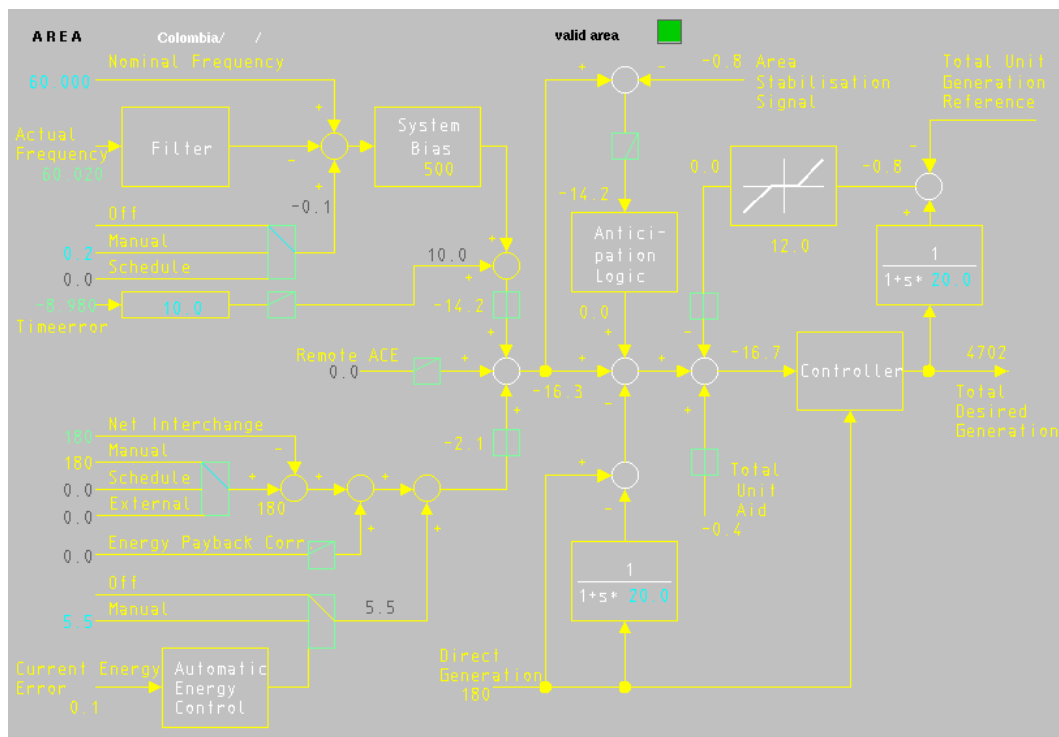


Figura 2. Diagrama de Control del AGC en Sistema SCADA del CND

El ajuste adecuado de los parámetros requeridos para la prestación del servicio de AGC permite garantizar la calidad del control de frecuencia y la operación segura y confiable del SIN. Estos parámetros se enumeran a continuación:

1. Constante de Regulación Combinada del Sistema – β
2. Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia
3. Velocidad de Cambio de Carga del Sistema
4. Velocidad de Cambio de Carga requerido por Unidad
5. Números Mínimo y Máximo de Unidades en Regulación Secundaria de Frecuencia
6. Reserva Total del Sistema
7. Participación Mínima de Regulación Secundaria por Unidad
8. Tiempo de Retardo permitido para las Unidades

Es importante tener en cuenta que para el Sistema Interconectado Nacional, la frecuencia tiene un rango de variación permitido entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento. Por otro lado, el acuerdo operativo entre Colombia - Ecuador establece responsabilidades en reserva y regulación de frecuencia, por tanto, mientras Colombia se encuentre interconectada con Ecuador y los programas AGC de ambos países se encuentren bajo operación normal, la banda de frecuencia esperada de operación estará entre 59.85 y 60.15 Hz.

Desde el punto de vista regulatorio, la Regulación Secundaria de Frecuencia se fundamenta en las Resoluciones CREG 025 de 1995, 198 de 1997, 080 y 083 de 1999 donde se establecen las reglas operativas para la prestación del servicio y las funciones del Centro Nacional de Despacho (CND) en este aspecto. En la Resolución CREG 121 de 1998 se estipula la reglamentación para pruebas de AGC. 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.

Finalmente, la operación del Sistema Interconectado Nacional, tanto desde el punto de vista económico como técnico, 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.

2 Objetivos

- Establecer los requerimientos técnicos mínimos para la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia en el Sistema de Potencia Colombiano por parte de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional.
- Determinar los procedimientos necesarios para la verificación y aprobación de nuevas unidades en la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Especificar las pruebas necesarias a unidades suspendidas temporalmente del servicio de AGC o que hayan sido objeto de mantenimiento para que puedan declararse elegibles nuevamente para la prestación del servicio.
- Unificar los documentos: ISA UENCND 052-03 de Abril 14 de 2003, ISA UENCND 148-00 de Julio 27 de 2000 e ISA UENCND 198-00 de Septiembre 11 de 2000 aprobados por el CNO en los acuerdos 263 de 2003, 082 de 2000 y 101 de 2000 respectivamente. El presente documento es el Anexo 1 del acuerdo por el cual se establecen los procedimientos y requisitos necesarios para la prestación del servicio de AGC por las unidades conectadas al SIN.

3 Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

El crecimiento del Sistema Interconectado Nacional SIN y las constantes renovaciones tecnológicas hacen que las características dinámicas del sistema cambien continuamente, de tal forma que las necesidades del servicio de AGC deban ajustarse permanentemente para garantizar un adecuado desempeño de la frecuencia.

A continuación se analizan los siguientes parámetros relacionados con la prestación del servicio de AGC:

- Tiempos y bandas de recuperación de la frecuencia por medio del AGC
- Velocidad máxima de cambio de carga del sistema.
- Velocidad mínima de cambio de carga por unidad.
- Número mínimo de unidades en AGC.
- Reserva para regulación secundaria de frecuencia (Holgura para AGC).
- Holgura mínima por planta para hacer AGC.
- Holgura mínima por unidad para hacer AGC.
- Tiempo de retardo de la unidad.
- Constante de regulación combinada del sistema

La metodología para el ajuste de los parámetros requeridos para la prestación del servicio de AGC se fundamenta principalmente en criterios de confiabilidad y seguridad del sistema, en el análisis de eventos de frecuencia y de la información operativa, en estándares internacionales y en la experiencia operativa del servicio recopilada por el Centro Nacional de Despacho (CND).

3.1 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. Estos tiempos deben incluir 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.

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 internacionales, el Bias promedio del sistema colombiano bajo operación aislada de Ecuador, y teniendo en cuenta tiempos (5,7 y 10 minutos) así como 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 (MWHZ)	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

Considerando la Interconexión con Ecuador y los tiempos de recuperación anteriormente enunciados, se presentan los siguientes resultados:

CASO	BIAS (MWHz)	DELTA f (Hz)	DELTA P (MW)	t 59.5 - 60 Hz (Min)	t 59.5 - 59.8 Hz (Min)	VEL Requerida (MW/Min)
1	870	0.5	435	5	3	87
2	870	0.5	435	7	4	62
3	870	0.5	435	10	6	44
4	870	0.3	261	5	1.7	52
5	870	0.3	261	7	2.3	37
6	870	0.3	261	10	2.3	26

La **Figura 3** ilustra los escenarios de recuperación de la frecuencia a través del AGC. Se concluye que una vez ocurrido un evento, las unidades que estén prestando el servicio de AGC deben recuperar la frecuencia a más tardar en un tiempo no superior a 7 minutos.

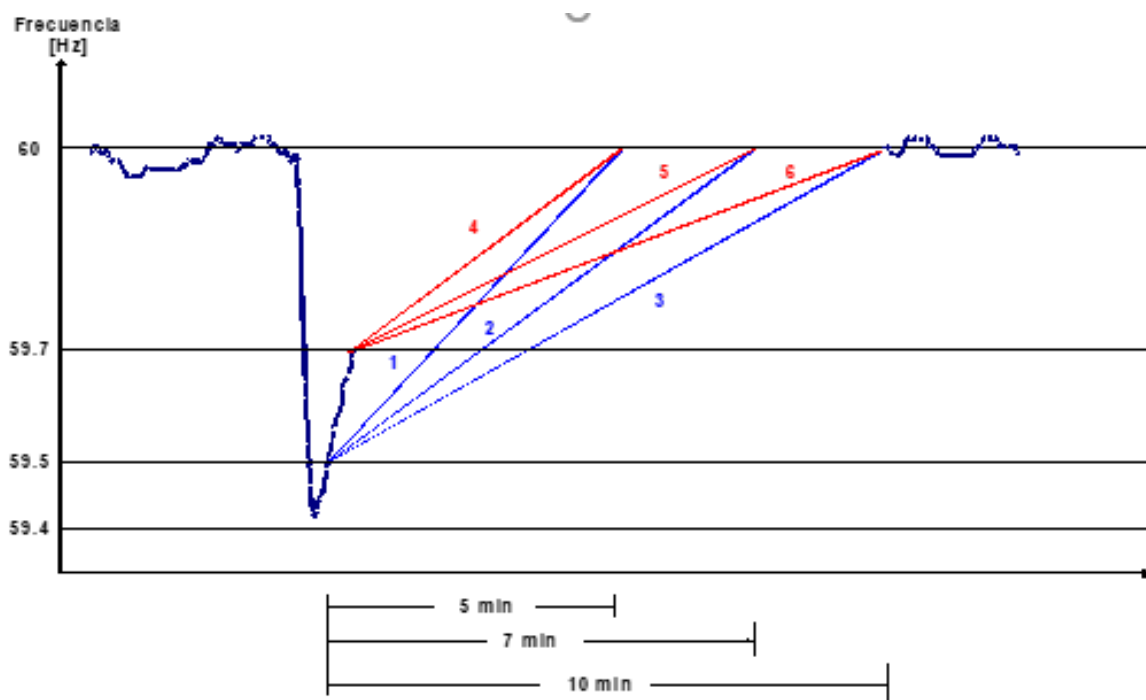


Figura 3. Escenarios de Recuperación de la Frecuencia a través del AGC

3.2 Velocidad máxima de cambio de carga del sistema

La velocidad máxima de cambio de carga del sistema es la mayor variación de la demanda, medida en MW/min, que registra el SIN durante el día.

Para ajustar este parámetro se consideró la información histórica de las rampas de variación de carga del SIN entre el 1 de junio de 2016 y el 31 de mayo del 2017 de cada 7 minutos. Las rampas encontradas se clasificaron por bloques de

demanda (Mínima, Media y Máxima) y a través de un análisis estadístico con el percentil 99 de la muestra se estimó la máxima velocidad de variación de demanda y el cambio de generación esperado en el sistema para condiciones normales y para cada uno de los bloques de demanda.

Del análisis estadístico realizado, cuyos resultados principales se resumen en la **Tabla**, se puede concluir que para los escenarios de demanda mínima, media y máxima, considerando el percentil 99 (cubriendo el 99% de los casos), la velocidad máxima de variación de carga del sistema es 44, 50 y 51 MW/min respectivamente.

Los parámetros que se exigen para la prestación del servicio de Regulación Secundaria deben ser tales que compensen los valores de velocidad total del sistema sin deteriorar la calidad de frecuencia. Por lo anterior, se recomienda establecer los requerimientos para el AGC colombiano con base a las velocidades anteriormente reportadas, siendo la máxima 51 MW/min, obtenida para el periodo de demanda máxima

Es importante resaltar que el anterior requerimiento no debería verse afectado al tener los sistemas de Colombia y Ecuador interconectados ya que cada país es responsable por la calidad de la frecuencia en su área de control.

Tabla 1. Estadísticas básicas para las mediciones de variación de carga del SIN para rampas en MW por minuto

COLUMNA	MÍNIMA	MEDIA	MÁXIMA	UNIDADES
Mínimo	0.00	0.00	0.00	MW / min
Percentil (25)	9.18	10.03	10.53	MW / min
Percentil (50)	11.90	13.16	14.06	MW / min
Media	13.41	15.12	16.97	MW / min
Percentil (75)	15.58	17.56	19.85	MW / min
Percentil (99)	44	50	51	MW / min
Máximo	139.28	198.94	102.34	MW / min

3.3 Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad

La velocidad mínima de cambio de carga por unidad es la tasa de variación mínima requerida en MW/min para cada unidad del SIN que participe en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, con el objetivo de responder a las variaciones más rápidas de carga en el sistema.

El criterio de ajuste para este parámetro se fundamenta en la máxima velocidad de cambio de carga del sistema y el mínimo número de unidades posibles

requeridas en los períodos del día donde se presente la máxima velocidad de variación de carga.

Para determinar el mínimo número de unidades posibles requeridas en el período de máximo cambio de carga (P19), se considera la holgura de AGC y las unidades con mayor rango de regulación en el sistema.

- Holgura para el período 19, día ordinario: 399 MW
- Unidad con mayor rango de regulación: Guavio con 190 MW, es decir 95 MW de holgura

Por lo tanto, se necesitan 5 unidades de Guavio para cubrir la holgura del P19.

La velocidad mínima de cambio de carga por unidad se puede calcular de acuerdo con la Ecuación 1. Esta ecuación incorpora las siguientes consideraciones:

- Que la velocidad de respuesta del AGC debe igualar como mínimo la máxima velocidad de cambio de carga del sistema.
- Que se pierda una de las unidades que se encuentre haciendo AGC en un escenario que considera la máxima holgura del sistema y la regulación es prestada por las unidades con mayor rango de regulación. (Actualmente unidades de Guavio).

Ecuación 1. Cálculo de la Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad

$$Vu_{\min} = \frac{Vs_{\max}}{Nu_{\min} - 1} = \frac{51MW / \min}{5 - 1} = 12.75MW / \min$$

Donde:

$Vu_{\min}$ = Velocidad mínima de cambio de carga por unidad

$Vs_{\max}$ = Velocidad máxima de cambio de carga del sistema

$Nu_{\min}$ = Número mínimo de unidades posibles requeridas en el período de máximo cambio de carga

De acuerdo con lo anterior, se recomienda que la velocidad mínima requerida de cambio de carga por unidad sea de 12.75 MW/min, para garantizar que ante la pérdida de una unidad, la suma de las velocidades de toma de carga de las unidades que permanezcan en línea nunca sea inferior a la máxima velocidad de toma de carga del sistema.

3.4 Número Mínimo de Unidades para AGC

Es el mínimo número de unidades necesarias en AGC para garantizar la confiabilidad del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

En referencia al mínimo de unidades para hacer AGC se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Por confiabilidad, nunca podrá despacharse una sola unidad con la asignación completa de AGC.
- Debe verificarse que ante la pérdida de una unidad las otras unidades cumplan con una velocidad de toma de carga mayor o igual a la velocidad máxima de toma de carga del sistema.
- Teniendo en cuenta que la velocidad de toma de carga es 12.75 MW/min, se concluye que el mínimo número de unidades debe ser 5 unidades en servicio simultáneamente de tal manera que se verifique que, ante la pérdida de una unidad en cualquier escenario de demanda, la suma de la velocidad de toma de las unidades que continúen prestando el servicio de AGC, corresponda con la velocidad mínima de toma de carga del sistema para dichos periodos de demanda.

Se concluye que este parámetro debe permanecer en 5 unidades en servicio simultáneamente.

3.5 Máximo número de unidades para hacer AGC

Número máximo de unidades que pueden ser activadas simultáneamente para hacer AGC y que pueden controlar de forma adecuada las variaciones de frecuencia en el sistema

Hasta el momento el número máximo de unidades en AGC por período no ha sido definido, depende exclusivamente del despacho de AGC y de la holgura definida para cada período.

El criterio de ajuste para este parámetro está relacionado directamente con los tiempos de recuperación de la frecuencia en función del número de unidades prestando el servicio de AGC.

Se realizan pruebas en el DTS simulando una pérdida de 180 MW en Pagua y se observa el tiempo que tarda la frecuencia en cruzar por su valor nominal (60 Hz) después de ocurrido el evento. Los resultados se muestran en la **Figura 4**.

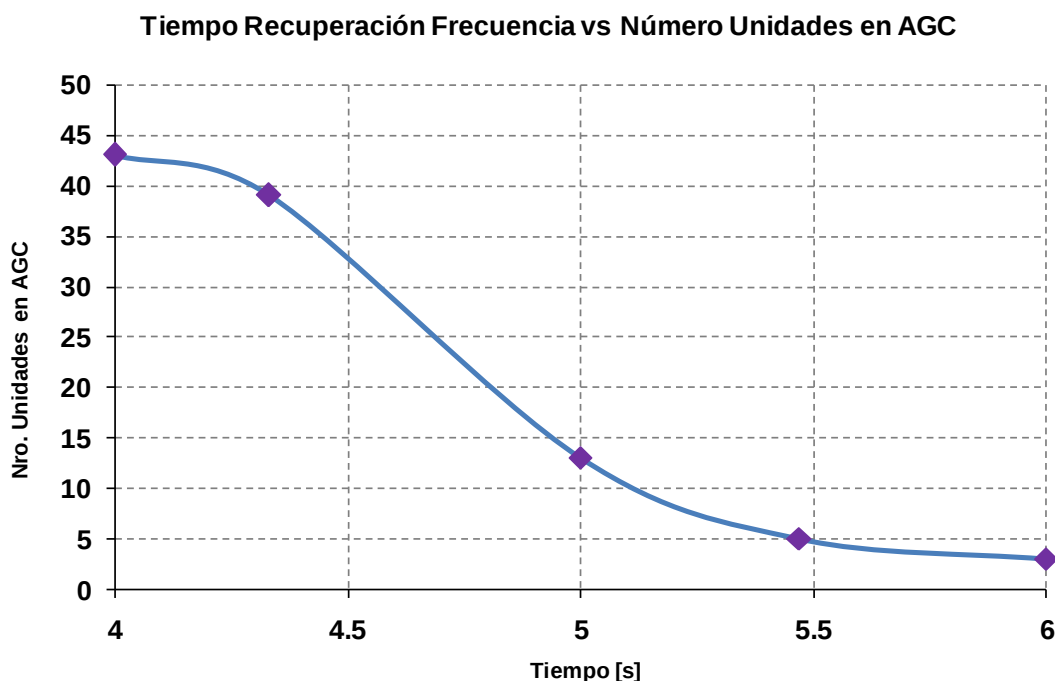


Figura 4. Tiempo Recuperación Frecuencia vs. # Unidades Regulando

Se concluye que a mayor número de unidades que se encuentren regulando menor es el tiempo de recuperación de la frecuencia. Sin embargo, en la práctica, mientras se mantengan valores de holgura similares a los actuales no se requiere la totalidad de las unidades disponibles para hacer AGC y por lo tanto no es necesario limitar este parámetro.

3.6 Reserva para Regulación de Frecuencia – Holgura para AGC

La Holgura para AGC, también conocida como “Reserva de AGC”, corresponde a la potencia activa de reserva destinada al servicio de regulación secundaria de frecuencia, la cual es entregada por unidades de generación previamente habilitadas para dicho servicio en cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en la reglamentación vigente.

El margen de reserva para el servicio de AGC debe responder a los eventos y cambios normales de carga y generación en el SIN. En general, 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 o la pérdida de la unidad más grande.

El valor de la Holgura para AGC podrá ser modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.

Para estimar correctamente el valor de holgura de AGC, se consideró el registro histórico de su máximo uso por período horario, abarcando desde el 01-feb-2017 al 14-ago-2017 (195 días), clasificado entre días ordinarios (lunes a viernes), sábados, y domingos y festivos. Con esta información se identificó el mayor porcentaje de uso de la reserva en cada período, respecto al valor de la holgura disponible en el sistema, lo cual cubre un amplio porcentaje de casos de máximo uso del margen de AGC.

La holgura corresponde al mayor valor entre el máximo porcentaje de uso de la holgura y el mínimo valor de holgura requerido (273 MW), que corresponde al tamaño de la unidad de generación más grande del SIN que para este caso es cualquiera de las unidades de la Central Sogamoso. Se analizaron un total de 6096 periodos, los cuales se distribuyeron de acuerdo con el tipo de día.

Para cada uno de los tipos de día se definieron las siguientes variables:

“UP Act [MW]” y “DOWN Act [MW]”: estas corresponden a los valores vigentes de reserva de regulación secundaria de frecuencia en MW. Es decir, la Holgura para subir y para bajar utilizada durante los periodos de análisis.

“UP POTENCIA [%]” y “DOWN POTENCIA [%]”: con estas variables se identifican los vectores de uso de la Holgura necesaria para cubrir el 99% de los casos donde se presentó utilización de la Holgura durante el periodo de análisis.

“UP Calculado [MW]” y “DOWN Calculado [MW]”: estas variables muestran el valor ideal de Holgura sin ajustar. Los valores de holgura para cada hora encontrados para los diferentes tipos de día, Ordinario, sábado y domingo, se muestran en la **Figura 5**, **Figura 6** y la **Figura 7**

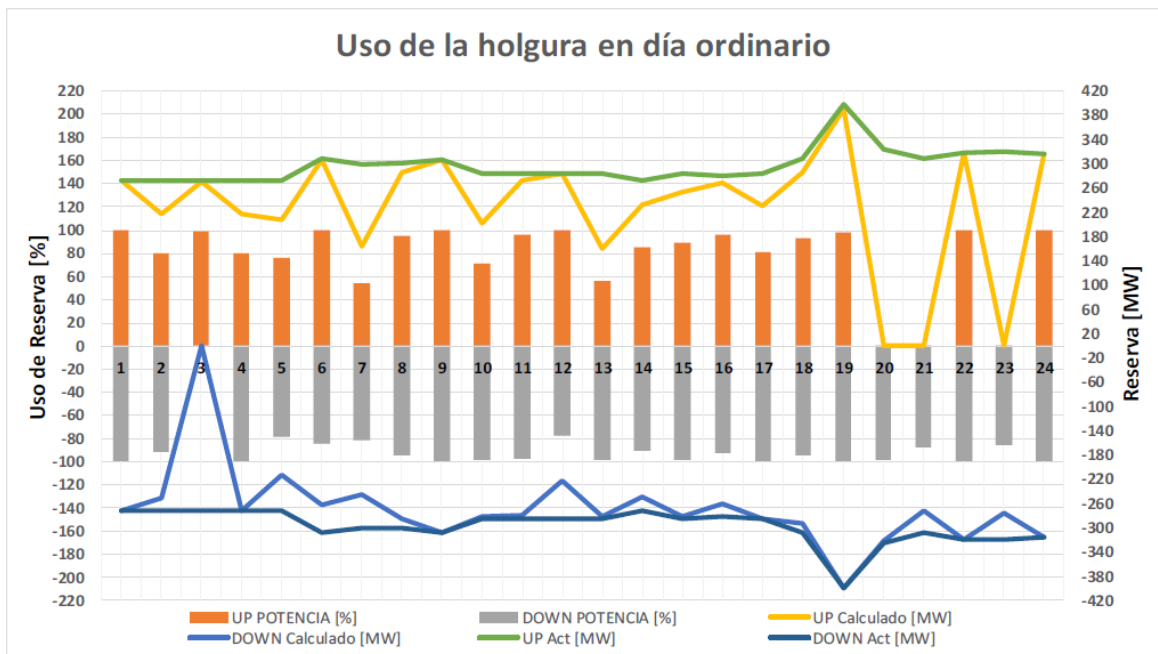


Figura 5. Revaluación Asignación de la Holgura para el Día Ordinario

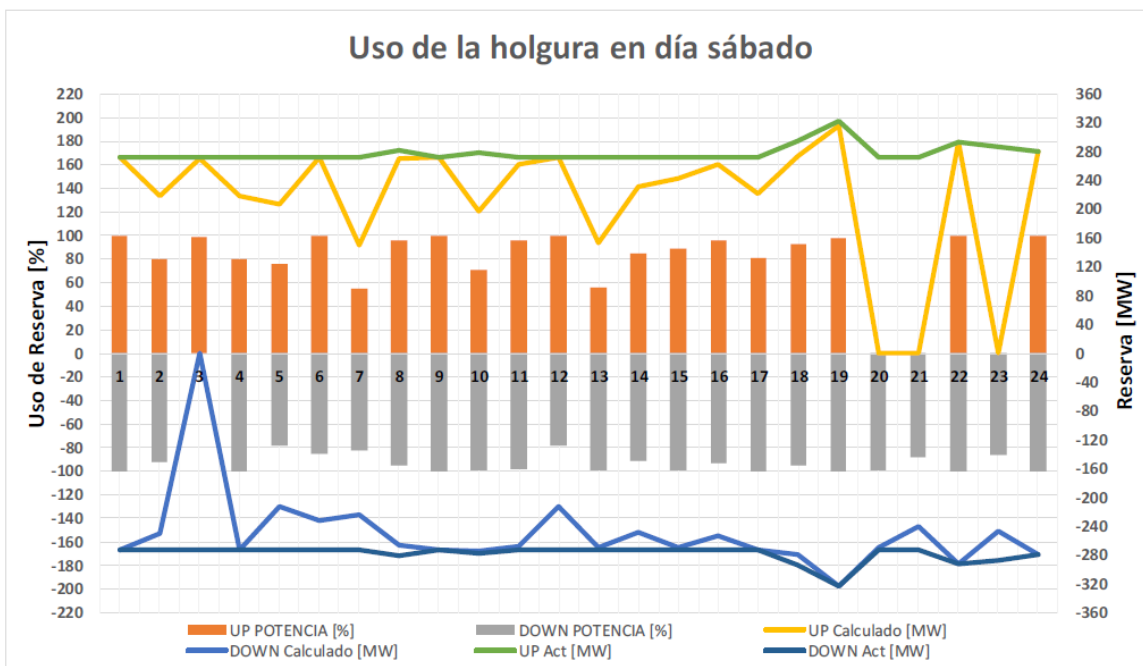


Figura 6. Revaluación Asignación de la Holgura para el Día Sábado

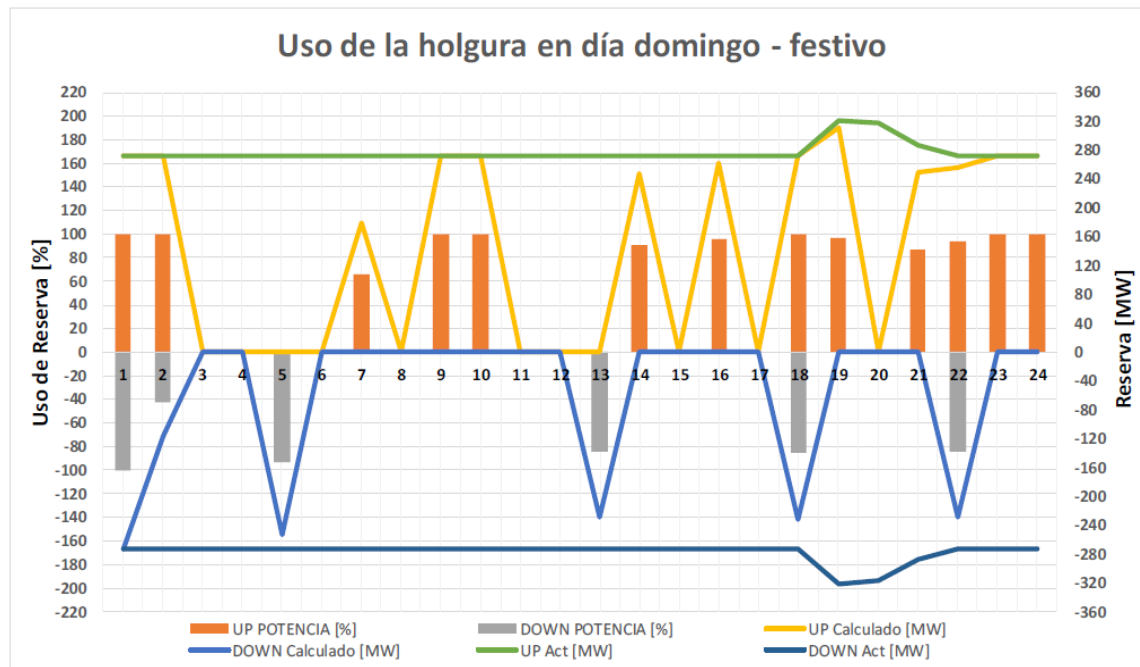


Figura 7. Revaluación Asignación de la Holgura para Domingos y Festivos

Teniendo en cuenta los resultados de los análisis representados en la Figura 5, Figura 6 y la Figura 7, se presentan a continuación los valores propuestos para la holgura, que permanecen iguales a los del periodo 2016-2017.

Tabla 2. Holgura día ordinario

	PERIODO																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2017-2018	273	273	273	273	273	300	300	300	307	285	285	285	285	273	285	281	285	309	399	316	357	319	320	316

Tabla 3. Holgura día Sábado

	PERIODO																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2017-2018	273	273	273	273	273	273	273	282	273	278	273	273	273	273	273	273	273	295	323	273	273	293	287	280

Tabla 4. Holgura día Domingo

	PERIODO																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2017-2018	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	322	317	287	273	273	273

3.7 Constante de Regulación Combinada – BIAS

La constante de regulación combinada del sistema es un parámetro de control del AGC que permite relacionar la respuesta en potencia activa del sistema ante cambios en la frecuencia del mismo. Esta respuesta es diferente dependiendo del número de generadores en línea, del período de demanda del día, de las dinámicas de los reguladores de velocidad de los generadores en línea y en general de las características del sistema de potencia en cada instante.

Para determinar el parámetro BIAS del SIN colombiano de forma adecuada, se recopilamos los eventos del SIN ocurridos entre el 3 de Junio de 2016 y el 31 de Julio de 2017 que provocaron desbalances de generación o demanda y que afectaron la frecuencia del sistema. De este listado de eventos se omiten aquellos que cumplen con alguno de los siguientes criterios:

- Eventos en los que hubo actuación de alguna de las etapas del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia (EDAC), ya que estos involucraron otras instancias del control de frecuencia del SIN.
- Eventos en los cuales se presentaron oscilaciones electromecánicas, que produjeron excursiones de la frecuencia, en varias ocasiones, por fuera de los límites normales de operación (59.8 Hz a 60.2 Hz).
- Eventos ocurridos en el mercado de comercialización ecuatoriano que afectaron el SIN colombiano.
- Eventos con ACE de intercambio negativo.

Para cada uno de los eventos, el BIAS (β) se calculó de acuerdo con la ecuación 2:

$$\beta = \frac{\text{Desbalance (Generación o Demanda Colombia)}}{(f_{\text{PROGRAMADA}} - f_{\text{REAL}})} \left[\frac{\text{MW}}{\text{Hz}} \right] \text{ Ecuación 2}$$

En la **Figura 8** se presentan los resultados obtenidos, de la Constante de Regulación Combinada, para los eventos analizados durante los años 2016 y 2017. De esta grafica se infieren los siguientes aspectos:

- La mayor concentración de puntos se encuentra en la franja comprendida entre 600 MW/Hz y 1050 MW/Hz.
- La tendencia del BIAS es ligeramente inclinada a medida que aumenta la demanda y se encuentra entre 790 MW/Hz y los 905 MW/Hz.
- Los eventos analizados se encuentran en la franja de demanda entre 5285 MW y 9278 MW.

Dado que el BIAS del SIN es variable durante el transcurso del día y está relacionada con la demanda, se puede hacer una estimación del valor de esta constante de regulación combinada por bloques de períodos de demanda (mínima, media y máxima), obteniéndose así tres posibles valores. Para ello se realizó la consulta de demanda real del SIN en el momento de cada evento que ocasionó desbalance entre la generación y/o demanda y lograr determinar de forma estadística los rangos de potencia de los periodos de demanda mínima, media y máxima.

Para determinar el valor promedio de demanda mínima, media y máxima, se usaron los datos de demanda de los eventos del 2016-2017, donde el promedio de demanda mínima fue de 6086 MW, el valor de demanda media fue de 7595 MW y el de demanda máxima fue de 8501 MW.

Tomando en cuenta los valores anteriores de demanda se proponen valores de BIAS desde noviembre 2017 hasta noviembre 2018 para periodos de demanda mínima de 790 MW/Hz, para periodos de demanda media de 865 MW/Hz y para periodos de demanda máxima de 905 MW/Hz. En la **Figura 8** se puede apreciar la curva de BIAS propuesta desde noviembre 2017 hasta noviembre 2018.

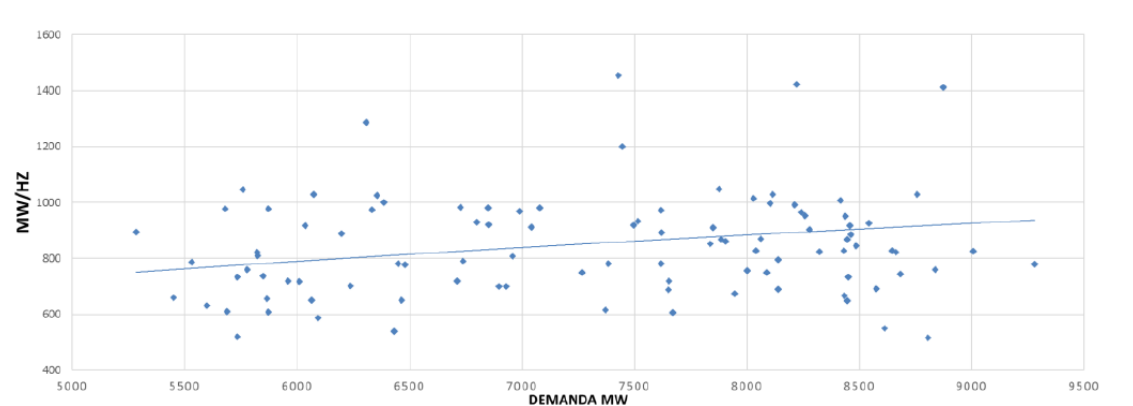


Figura 8. Propuesta Ajuste BIAS por Escenario de Demanda

Tabla 5. Propuesta del BIAS por Escenario de Demanda

DEMANDA	PERÍODOS	BIAS [MW/Hz]
Mínima	1 a 5 – 24	790
Media	6 a 18 – 22 a 23	865
Máxima	19 a 21	905

3.8 Holgura Mínima por Planta para Hacer AGC

Es el rango de regulación mínimo permitido a una planta para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia

El Acuerdo CNO 093 de 2000 derogó el artículo 5 del Acuerdo CNO 03 de 1998 donde se establecía que el mínimo técnico de regulación era del 10 % de la reserva total. En ese entonces la reserva del sistema se calculaba igual a la capacidad nominal de la unidad más grande en el SIN (Guavio 230 MW).

Actualmente, la reserva total no obedece en todos los períodos del día sólo a la capacidad nominal de la unidad más grande del SIN. También es función de la demanda y de estadísticas de utilización de la holgura. Adicionalmente, no se encuentra ninguna restricción técnica para la definición del rango de regulación mínimo por planta. Sin embargo, se recomienda continuar con el valor de 23 MW ya que permite una programación y operación efectiva del servicio de regulación secundaria de frecuencia. Este valor es el mismo tanto para arriba como para abajo tal como se describe en la **Figura 9**:

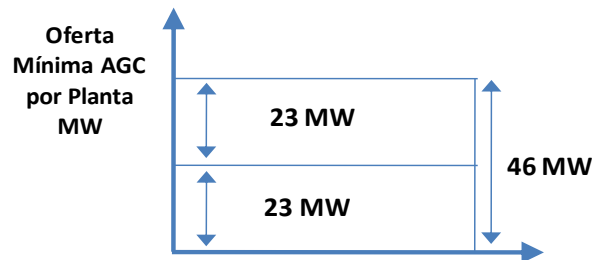


Figura 9. Mínima Oferta de AGC por Planta

3.9 Holgura Mínima por Unidad para Hacer AGC

Corresponde al menor rango de regulación que una unidad puede ofertar para regulación secundaria de frecuencia.

El criterio de ajuste para este parámetro está relacionado con la restricción técnica que impone la función LFC (Load Frequency Control) del sistema SCADA en el CND para la mínima variación de potencia por parte de las unidades regulando.

Un valor adecuado para este parámetro es 6 MW, como se muestra en la **Figura 11**. Ante actualizaciones tecnológicas futuras este valor podría modificarse.

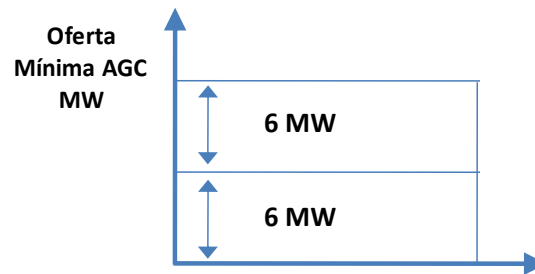


Figura 10. Holgura Mínima por Unidad para Hacer AGC

3.10 Tiempo de Retardo Permitido para las Unidades en AGC

El tiempo de retardo se define como el máximo tiempo en segundos desde el momento en que se envíe el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA registre que la unidad responde efectivamente. En la **Figura 11** se muestran los retardos de tiempo incluidos en el proceso de regulación de frecuencia. Los tiempos t_1 y t_2 son los retardos asociados a los canales de comunicación y el tiempo t_3 es el retardo asociado a la Unidad Terminal Remota (RTU), al sistema de control de velocidad y al generador.

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 desde el momento en que se envíe el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA registre que la unidad presta el servicio de AGC efectivamente.

El criterio de ajuste de este parámetro se soporta en la siguiente definición de reserva de regulación secundaria de frecuencia establecida en la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Operación): *"Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria"*

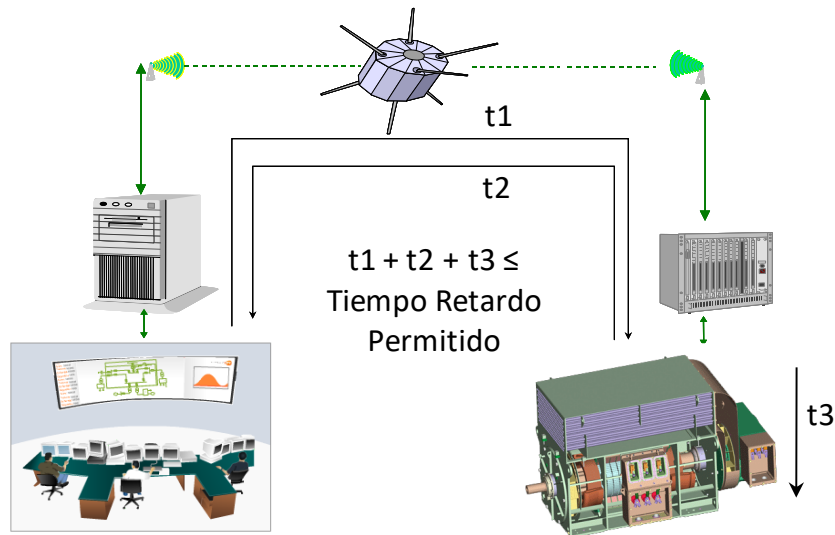


Figura 11. Tiempo de Retardo Permitido para las Unidades en AGC

Se recomienda aceptar sólo retardos máximos hasta de 20 segundos teniendo en cuenta las recomendaciones internacionales, la experiencia del CND y los avances tecnológicos que han permitido una importante reducción en los tiempos de retardo inherentes al proceso de comunicación y control.

3.11 Estatismo

El Estatismo de la máquina es el que relaciona la variación de la frecuencia con la variación de la potencia como se muestra en la **Figura 12** y en la **Ecuación 2**:

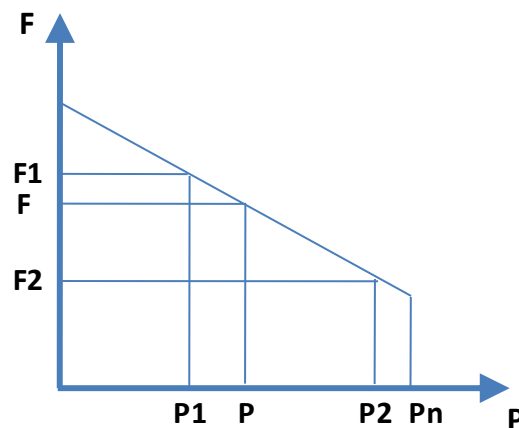


Figura 12. Estatismo de una Unidad de Generación

Si se tiene la máquina a una potencia P y frecuencia f y ocurre un aumento en la frecuencia a f_1 , la potencia de la máquina disminuye a p_1 . Si por el contrario, disminuye la frecuencia a f_2 , la potencia de la máquina aumenta a p_2 .

Ecuación 2. Cálculo del Estatismo de una Unidad de Generación

$$R = \frac{\frac{\Delta F}{F_n}}{\frac{\Delta P}{P_n}} * 100\%$$

Para el sistema colombiano, el estatismo de las unidades de generación debe estar ajustado entre el 4 % y el 6 %. Los procedimientos para realizar las pruebas de estatismo en las unidades del SIN se encuentran documentados en diferentes Acuerdos del Consejo Nacional de Operación dependiendo del agente generador.

3.12 Resumen Requerimientos Actuales para AGC

Los parámetros requeridos para la prestación del servicio de AGC se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Parámetros Requeridos para la Prestación del Servicio de AGC

PARÁMETROS	REQUERIMIENTOS
Estatismo	Valores entre el 4 y el 6 %
Tiempos y Bandas de Recuperación de la Frecuencia por medio del AGC.	Después de un evento la frecuencia debe regresar a su valor nominal como máximo en 7 minutos.
Constante de regulación del sistema	- Máxima = 905 MW/Hz - Media = 865 MW/Hz - Mínima = 790 MW/Hz
Velocidad Máxima de Cambio de Carga del Sistema.	51 MW/min
Velocidad Mínima de Cambio de Carga por Unidad.	Mayor o igual a 12.75 MW/min medidos durante las pruebas de sintonía para prestar el servicio de AGC.
Número Mínimo de Unidades.	5 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.

PARÁMETROS	REQUERIMIENTOS
Holgura para AGC.	Dicho valor será definido y modificado por el CND según lo establecido en las Resoluciones CREG 083 de 1999 y 064 de 2000.
Holgura Mínima por Planta para hacer AGC	23 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.
Holgura Mínima por Unidad para hacer AGC	6 MW por unidad. 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.

4 Integración de Unidades de Generación al Esquema de AGC Nacional

4.1 Nuevas Unidades que se Integran al Esquema de AGC

Las unidades que van a participar en Regulación Secundaria de Frecuencia se deben integrar directamente al AGC del CND, para lo cual se efectúa el siguiente procedimiento:

1. Cada agente generador que desee participar en la regulación secundaria de frecuencia debe realizar pruebas preliminares que permitan asegurar que la unidad sea apta para la prestación del servicio de AGC. Dichas pruebas corresponden a:

- a) Medida del Estatismo de la Unidad.
- b) Medida de Velocidad de Toma de Carga Sostenida.

Como resultado de estas pruebas, el agente responsable debe producir un documento técnico soportado con registros de campo y resultados de ingeniería que establecen la calidad del regulador y de la respuesta de la unidad en sitio. El agente debe presentar los resultados de las pruebas de campo al CND.

En la **Tabla 3** se resumen las anteriores pruebas de campo.

Tabla 3. Pruebas de Campo

TIPO DE PRUEBA	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
MEDIDA DE ESTATISMO	Los procedimientos utilizados para la obtención del parámetro se documentan en los acuerdos CNO vigentes.		
VELOCIDAD MÁXIMA SOSTENIDA DE CAMBIO DE CARGA MW/MIN	Se obtiene al hacer mediciones de potencia y tiempo al darle una orden de subir o bajar generación a la máquina, pasando de potencia nominal a cero y viceversa por medio de escalones de igual longitud. De los datos obtenidos se obtiene la pendiente. Estos resultados deben mostrar pendientes similares en todo el rango de operación con el fin de que sean viables los ajustes con el AGC nacional. La experiencia indica que es admisible una desviación de hasta el 25%, cuyo indicador es el coeficiente de variación menor o igual 15%.		

El CND tendrá un día hábil para revisar los resultados de las pruebas de campo. En caso de que se encuentre que los resultados de las pruebas son exitosas y que los parámetros de estadismo y velocidad máxima de toma de carga estén dentro de los límites admisibles definidos por la regulación vigente, el agente puede proseguir con la gestión de integración al AGC nacional, caso contrario debe hacer las modificaciones requeridas para cumplir con los valores requeridos de estadismo y velocidad máxima sostenida de cambio de carga (MW/MIN).

2. El agente debe enviar una comunicación formal al CND, a la Dirección Planeación de la Operación solicitando la integración de la planta al esquema de AGC nacional. Esta carta es necesaria para iniciar todos los procesos requeridos al interior del CND para la integración de la nueva unidad al AGC.

3. El agente debe realizar pruebas de regulación autónoma. El objetivo de estas pruebas es establecer que las unidades que participan en AGC tengan la capacidad de regular la frecuencia en forma autónoma. Para esto es necesario que la unidad tenga instalado un frecuencímetro con muy buena resolución de toma de datos (al menos un dato por segundo). Igualmente se debe indicar al CND de qué modo se realizará el control local (en forma manual, por medio de software, etc.). En la **Tabla 4** se presenta el procedimiento para las Pruebas de Regulación Autónoma.

Tabla 4. Pruebas Autónomas

PROCEDIMIENTO	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
Poseer Frecuencímetro.	Para esta prueba es necesario que la unidad tenga instalado un frecuencímetro digital de al menos dos decimales; igualmente se debe indicar al CND de qué modo se realizará el control local (en forma manual, por medio de software, etc.).		Deseable registrador de frecuencia con adecuada resolución de toma de datos (al menos tres muestras por segundo).
La unidad regula localmente.	La unidad hará el control localmente y será supervisada por el operador del CND. Se le asignará su máxima capacidad de regulación.		
Seguimiento por parte del CND a la regulación.	Verificación de que la unidad cumpla los estándares de calidad de frecuencia para este tipo de regulación.		
Estándares de Calidad.	La frecuencia debe permanecer dentro de los límites establecidos por el Código de Operación, 59.8 y 60.2 Hz.		
	La frecuencia debe satisfacer un mínimo de un cruce por 60 Hz cada 10 minutos.		
	En caso de presentarse un evento (disparo de una unidad, por ejemplo), la frecuencia debe regresar a su valor nominal al cabo de 7 minutos como máximo.		

PROCEDIMIENTO	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
	No deben presentarse oscilaciones en la frecuencia por efectos de este tipo de regulación.		

4. Se deben realizar y completar las pruebas de comunicaciones y requerimientos tecnológicos necesarios para llevar a cabo el proceso automático de control de generación desde el CND. Estas pruebas permiten configurar parámetros relacionados con el canal de comunicaciones, las RTUs, direcciones de medidas, indicaciones y comandos y deben ser coordinadas y llevadas a cabo entre el agente y la Dirección Tecnología de XM (Grupo SCADA).

5. Entre el agente generador y el CND se definirá el modo en el que el CND enviará comandos a la unidad para hacer AGC: pulsos o setpoint. La notificación se hará a la Dirección Planeación de la Operación.

6. El agente generador debe enviar a la dirección Planeación de la Operación los valores de los siguientes parámetros que permitirán ajustar el modelo inicial de la planta en el programa que corre la función automática de control de frecuencia:

a) Factor de conversión de MW por pulso (Piff step) para subir y para bajar (en caso de que el envío de comandos se realice a través de pulsos).

b) Máximo y mínimo técnico de las unidades para hacer AGC [MW]

7. Una vez realizado lo anterior y verificado que la planta cumple con los requisitos técnicos mínimos para hacer AGC (ver Tabla 2), el CND procede a realizar los trámites de aplicativos necesarios para que el agente pueda realizar la oferta de pruebas de AGC.

8. Finalmente, el agente debe coordinar con la Dirección Planeación de la Operación la fecha de las pruebas oficiales de AGC según disponibilidad de los recursos tecnológicos y de personal necesario para llevar a cabo la prueba desde el CND.

9. De acuerdo con los resultados de las pruebas oficiales de AGC (Ver **Tabla 5** y **Tabla 6**) se determina la elegibilidad para AGC de la planta.

4.2 Sintonía de Unidades

El proceso de sintonía de unidades se debe realizar ante la integración de una nueva unidad al AGC Nacional o ante cambios en una unidad de generación que puedan originar una modificación de la respuesta en regulación primaria de la unidad ante una variación de la frecuencia o una modificación en el tiempo de

retardo que hay entre el comando enviado por el AGC y la respuesta real de la unidad. En el proceso de sintonía se determina el ajuste de los parámetros del modelo de la unidad en el sistema SCADA del CND. Adicionalmente se determina la respuesta de la unidad en modo automático por un periodo de tiempo acordado entre el agente y el CND.

Para el caso en el que se tengan más de una unidad compartiendo sistema de control o RTU, se realizaran pruebas en automático, durante el mismo periodo acordado, con el fin de verificar el adecuado desempeño de varias unidades haciendo AGC.

Teniendo en cuenta la modalidad en la que se envíen los comandos desde el CND se tienen dos alternativas: Envío comandos tipo pulsos desde el CND y envío comandos tipo setpoint desde el CND. El procedimiento a seguir considerando ambas alternativas se describe a continuación:

4.2.1 Envío comandos tipo pulsos desde el CND

- Verificar la respuesta de las unidades con los parámetros originales. Para esto, se coloca la unidad en modo de prueba (Test) y se le envían varios escalones de igual longitud, pasando de mínimo a máximo y viceversa y se evalúa la respuesta de la unidad.
- Determinar el factor de conversión (MW/Pulso). Este debe presentar un valor único para toma de carga y otro para bajar carga. Si durante las pruebas resulta una alta dispersión de este factor, no es posible obtener un valor para este parámetro. Constituyen referencia técnica las pruebas y registros preliminares de la unidad que deben garantizar el buen comportamiento.
- Se produce para las unidades un conjunto de datos recorriendo, en forma similar a la prueba de toma de carga, el ciclo completo de subida y bajada de generación, efectuando el ajuste necesario en los parámetros.
- Para determinar la calidad de la respuesta de la unidad en AGC, se utilizan los siguientes indicadores:
 1. Respuesta lineal en todo el rango de regulación.
 2. Coeficiente de variación de los factores de conversión de MW/pulso tomados durante la prueba debe ser menor al 15%.
 3. Tiempo que tarda en responder la unidad una vez se envía el comando inferior a 20s.
 4. Valor del error final de potencia promedio menor o igual a 2 MW.
 5. Coeficiente de variación de la velocidad de cambio de carga por unidad medida durante la prueba menor al 15%.

Tabla 5. Requerimientos para Pruebas Exitosas de AGC – Envío comandos tipo pulsos desde el CND

PROCEDIMIENTO	REQUERIMIENTO	RESULTADO
Determinar el rango de regulación de la unidad	El Rango de Regulación de la Unidad debe ser mayor a 6 MW y el rango de regulación de la planta a la que pertenece la unidad debe ser mayor a 23 MW	Rango de regulación entre: MW
Verificar la respuesta de las unidades a los comandos tipo pulsos enviados desde el CND	La respuesta de las unidades debe ser lineal en la región de regulación. El rango de regulación se divide en franjas. Para cada franja se determina el Piff Step y la Velocidad de Cambio de Carga, tanto para subir como para bajar. Los coeficientes de variación del Piff Step y de la Velocidad de Cambio de Carga calculados tanto para cada una de las franjas como entre las franjas, no debe ser superior al 15%.	Conserva una respuesta lineal en la región de regulación Coeficiente de Variación entre franjas Piff Step: % Velocidad de Cambio de Carga: % Coeficiente de Variación para cada franja Piff Step: % Velocidad de Cambio de Carga: %
Determinar los factores de conversión MW/Pulso	El rango de dispersión de todos los factores tomados durante la prueba debe ser menor al 15%.	Piff Step Subir: MW/Pulso Bajar: MW/Pulso Coeficiente Variación Subir: % Bajar: %
Determinar el tiempo de retardo desde que se envía el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA responde	Este valor debe ser menor a 20 segundos	Retardo: s

PROCEDIMIENTO	REQUERIMIENTO	RESULTADO
Verificar el valor del error final de potencia una vez se envían los pulsos	El valor del error final promedio no debe superar los 2 MW.	MW
Verificar la máxima Velocidad de Cambio de Carga por Unidad	La Velocidad de Cambio de Carga por Unidad debe ser mayor o igual a 12.75 MW/min y la dispersión de los datos debe ser menor al 15 %	Promedio subir: MW/min Coeficiente de Variación: % Promedio bajar: MW/min Coeficiente de Variación: %
Verificar la respuesta de la unidad bajo AGC en modo automático.	Durante el periodo de regulación de la unidad en modo automático, no se deben presentar oscilaciones no amortiguadas o desviaciones fuera de la consigna del AGC por más de 7 minutos o que lleven a suspensión de la unidad por el AGC.	La unidad cumple / no cumple con la prueba en automático.
Pruebas en modo automático de varias unidades compartiendo RTU o sistemas de control.	Para el conjunto de unidades bajo pruebas, no se deben presentar oscilaciones no amortiguadas o desviaciones fuera de la consigna del AGC por más de 7 minutos o que lleven a suspensión de la unidad por el AGC.	El conjunto de unidades cumple / no cumple con la prueba conjunta en automático.

4.2.2 Envío comandos tipo setpoint desde el CND

Se determina el ajuste de los parámetros del modelo de cada unidad en el sistema SCADA del CND para lo cual se realiza el siguiente procedimiento:

- Verificar la respuesta de las unidades con los parámetros originales. Para esto, se coloca la unidad en modo de prueba (Test) y se le envían varios pulsos de igual longitud (máxima), pasando de mínimo a máximo y viceversa y se evalúa la respuesta de la unidad.
- Se produce para las unidades un conjunto de datos recorriendo, en forma similar a la prueba de toma de carga, el ciclo completo de subida y bajada de generación, efectuando el ajuste necesario en los parámetros.
- Para determinar la calidad de la respuesta de la unidad en AGC, se utilizan los siguientes indicadores:
 1. Respuesta lineal en todo el rango de regulación.
 2. Tiempo que tarda en responder la unidad una vez se envía el comando inferior a 20s.
 3. Valor del error final de potencia promedio menor o igual a 2 MW.
 4. Coeficiente de variación de la velocidad de cambio de carga por unidad medida durante la prueba menor al 15%.

El proceso de sintonía de unidades permite realimentar la información de los parámetros pre-calculados y realizar la mejor sintonía posible. Finalmente, se deben cumplir los criterios que se resumen en la **Tabla 6** para que las pruebas sean declaradas como exitosas.

Tabla 6. Requerimientos para Pruebas Exitosas de AGC – Envío comandos tipo setpoint desde el CND

PROCEDIMIENTO	REQUERIMIENTO	RESULTADO
Determinar el rango de regulación de la unidad	El Rango de Regulación de la Unidad debe ser mayor a 6 MW y el rango de regulación de la planta a la que pertenece la unidad debe ser mayor a 23 MW	Rango de regulación entre: MW
Verificación de respuesta de las unidades a comandos de Setpoint enviados desde el CND.	La respuesta de las unidades debe ser lineal en la región de regulación. El rango de regulación se divide en franjas. Para cada franja se determina la Velocidad de Cambio de Carga, tanto para subir como para bajar. Los	Conserva una respuesta lineal en la región de regulación Coeficiente de Variación entre franjas Velocidad de Cambio de Carga: %

PROCEDIMIENTO	REQUERIMIENTO	RESULTADO
	coeficientes de variación de la Velocidad de Cambio de Carga calculados tanto para cada una de las franjas como entre las franjas, no debe ser superior al 15%.	Coeficiente de Variación para cada franja Velocidad de Cambio de Carga: %
Determinar el tiempo de retardo desde que se envía el comando de regulación desde el CND hasta que el sistema SCADA responde	Este valor debe ser menor a 20 segundos	Retardo (s)
Verificar el valor del error final de potencia una vez se envía el setpoint	El valor del error final promedio no debe superar los 2 MW.	MW
Verificar la máxima velocidad de Cambio de Carga por Unidad	La Velocidad de Cambio de Carga por Unidad reportada por el agente u obtenida en la prueba debe ser mayor o igual a 12.75 MW/min y la dispersión de los datos debe ser menor al 15 %	Promedio subir: MW/min Coeficiente de Variación: % Promedio bajar: MW/min Coeficiente de Variación: %
Verificar la respuesta de la unidad bajo AGC en modo automático.	Durante el periodo de regulación de la unidad en modo automático, no se deben presentar oscilaciones no amortiguadas o desviaciones fuera de la consigna del AGC por más de 7 minutos o que lleven a suspensión de la unidad por el AGC.	La unidad cumple / no cumple con la prueba en automático.
Pruebas en modo automático de varias unidades compartiendo RTU o sistemas de control.	Para el conjunto de unidades bajo pruebas, no se deben presentar oscilaciones no amortiguadas o desviaciones fuera de la consigna del AGC por más de 7 minutos o que	El conjunto de unidades cumple / no cumple con la prueba conjunta en automático.

PROCEDIMIENTO	REQUERIMIENTO	RESULTADO
	lleven a suspensión de la unidad por el AGC.	

En general, independientemente del tipo de comando que se envíe desde el CND, se espera que la unidad llegue lo más rápido posible al valor objetivo y que lo haga en forma suave, esto es, que obtenga una respuesta amortiguada o ligeramente subamortiguada.

Finalmente, en la **Tabla 7** se resume de forma general el procedimiento para pruebas de Sintonía de Unidades en el sistema SCADA del CND. Este sistema lleva a cabo la función de control automático de frecuencia.

Tabla 7. Sintonía de Unidades

ITEM	PROCEDIMIENTO	CUMPLE	OBSERVACIONES
1	Base de datos del sistema SCADA actualizada con los datos de las pruebas de campo.		
2	El Rango de Regulación debe ser mayor a 23 MW por planta		
3	Unidad comandada desde el CND (remoto).		
4	Unidad en modo "Test".		
5	Envío de escalones de igual tamaño hacia arriba y hacia abajo, mínimo 15 veces por franja en cada sentido.		
6	Verificación de respuesta de la unidad a los comandos (pulso o setpoint) enviados desde el CND (respuesta lineal o no).		
7	Determinar el factor de conversión MW/Pulso (coeficiente de variación no mayor 15%). En caso de que los comandos enviados desde el CND sean tipo pulso.		
8	Tiempo que tarda en responder la unidad una vez se le envía el comando (delay) (menos de 20 seg).		
9	El valor del error final de potencia promedio no debe ser superior 2 MW		
10	La Velocidad máxima de Cambio de Carga por Unidad debe ser Mayor o igual a 12.75 MW/min y la dispersión de los datos debe ser menor al 15 %		

4.3 Aspectos Operativos de las Pruebas de AGC

Algunos aspectos operativos para la realización de pruebas de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) se describen a continuación:

- Una vez las pruebas de campo hayan sido aprobadas por el CND, el agente queda habilitado para iniciar las pruebas de integración al AGC nacional.
- El CND coordinará previamente con el personal de la unidad/planta la realización de las pruebas de AGC, acordando los períodos de ejecución de las mismas, el agente ofertará la máxima capacidad para regular en cada período horario, el tipo de prueba, etc.
- El agente informará al CND el programa específico de pruebas AGC en cada período horario, cumpliendo con los plazos y procedimientos para pruebas establecidos en la reglamentación vigente.
- Los agentes efectuarán sus ofertas en forma normal y la asignación en el Despacho se hará con base en estas ofertas, de acuerdo con las Resoluciones CREG 198 de 1997 y 121 de 1998.
- En la operación real se asignará el AGC de acuerdo con el plan acordado. De ser necesario retirar durante las pruebas, operativamente y en forma transitoria, alguna unidad del AGC, se dejará la programación original y se le solicitará a las unidades que tengan asignado el AGC estar atentas para corregir la frecuencia si se presentan problemas.

En la **Tabla 8** se resumen aspectos operativos para las pruebas de Regulación Secundaria de Frecuencia.

Tabla 8. Aspectos Operativos

PROCEDIMIENTO	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
Agente preparado para iniciar pruebas de integración.	Comunicación escrita del CND indicando que el agente puede realizar pruebas y salir programado en el despacho al tercer día.		
Coordinación de las pruebas de integración.	Coordinación telefónica o vía email entre la Dirección Planeación de la Operación del CND y el Agente generador mínimo 3 días hábiles antes de la fecha propuesta para las pruebas		

Ofertas.	El agente ofertará la máxima capacidad para regular por unidad en cada período horario.		
	La asignación en el Despacho se hará con base en las ofertas, de acuerdo con las Resoluciones CREG 198 de 1997 y 121 de 1998 o aquellas que las modifique o sustituya.		
Retiro de unidades durante las pruebas.	Procedimiento de autorizaciones.		
Entrega de informe por parte del CND.	Una vez finalizadas las pruebas el CND tendrá hasta un día hábil para enviar el informe de resultados de las pruebas al Agente generador.		
Agente habilitado para prestar el Servicio de Regulación de Frecuencia.	El agente podrá hacer sus ofertas en las fechas establecidas en el informe del CND.		

4.4 Mantenimiento de Parámetros

Los parámetros que utiliza la función AGC son sensibles a las modificaciones en cualquiera de los subsistemas asociados a ella (computadoras, sistemas de comunicación, dispositivos de acople a la unidad, regulador de velocidad); por lo tanto, es necesario volver a sintonizar estos parámetros cada vez que haya cambios originados ya sea por mantenimiento general o por cualquier otro tipo de mantenimiento.

Cada vez que una unidad sea retirada para efectuarle cualquier tipo de intervención al regulador de velocidad o algún otro dispositivo de control relacionado con la regulación primaria o secundaria, deberá ser reportado al CND. Dado que la unidad pierde su elegibilidad para la prestación del servicio de regulación secundaria. El agente debe coordinar pruebas con el CND con el fin de sintonizar parámetros de la unidad involucrada.

Para la actualización y mantenimiento de los parámetros se realiza el procedimiento descrito en ***Sintonía de Unidades***.

En la **Tabla 9** se presenta el procedimiento para mantener actualizados los parámetros de las unidades que prestan el servicio de AGC.

Tabla 9. Ajuste de Parámetros Unidades después de Mantenimiento que Afecte la Regulación de Frecuencia

PROCEDIMIENTO	DESCRIPCIÓN	CUMPLE	OBSERVACIONES
El agente informa tipo de mantenimiento o cambios realizados. En caso de modificar un parámetro básico, se debe adjuntar informe.	Si como resultado de un mantenimiento al regulador o al actuador que afecta la regulación de frecuencia, se prevé un cambio en un parámetro, el agente reporta al CND. Se adjunta informe técnico.		Intervención que afecte estatismo, toma de carga y linealidad de respuesta.
Evaluación CND-Agente	Con base en el informe enviado por el agente, el CND acordará con él la realización de pruebas de sintonía de acuerdo con el procedimiento establecido.		
Pruebas de campo y Regulación autónoma.	Si es necesario se realizará de nuevo el procedimiento establecido para este tipo de pruebas.		
Solicitud de pruebas.	Dado que la unidad pierde su elegibilidad para la prestación del servicio de regulación secundaria, el agente debe coordinar pruebas con el CND con el fin de sintonizar parámetros de la unidad involucrada.		
Sintonía de unidades	Se realizará de nuevo el procedimiento establecido para este tipo de pruebas.		

5 RETIRO DE UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE AGC

5.1 Definiciones

AGC: Automatic Generation Control AGC (siglas en inglés que significan en español Control Automático de Generación). Es una herramienta computacional que permite la operación automática entre generadores y un centro de control, enviando consignas en MW necesarias para corregir desviaciones de frecuencia e intercambios internacionales. Esta etapa de la regulación de frecuencia corresponde al control secundario de un sistema eléctrico de potencia, buscando mantener un equilibrio entre la generación y la demanda, así como cumplir los intercambios internacionales.

CND: Centro Nacional de Despacho.

Desconexión automática: Es la acción tomada por la función de AGC cuando la señal de desviación de la unidad de generación respecto a lo esperado supera un umbral.

IFS (Independent Front-end System por sus siglas en inglés): Es el sistema del CND mediante el cual se reciben y se envían a las RTUs las tramas en los protocolos estándar de proceso. Siempre son los computadores más cercanos al canal de comunicaciones los que hacen parte del sistema front-end.

Loop: Acción que consiste en unir la transmisión con la recepción de un canal de comunicaciones a fin de ver en la capa de enlace que la trama enviada coincide con la recibida.

Ping: Acción que consiste en enviar una trama de tamaño específico en un paquete IP, el cual es interpretado de manera que se retorna una confirmación de recepción. Es similar al loop pero sobre IP.

Prueba de verificación: Es la prueba coordinada entre el CND y el agente para evaluar el desempeño del AGC de una unidad de generación mediante el envío por parte del CND de pulsos/setpoint a la unidad bajo prueba.

RTU (Remote Terminal Unit por sus siglas en inglés): Es el equipo que está en las plantas de generación y subestaciones y se encarga de incorporar todas las medidas y estados y enviarlas al CND mediante los protocolos IEC 60870-101 e IEC 60870-104.

SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition por sus siglas en inglés): Control de supervisión y adquisición de datos utilizado para la visualización, supervisión y control de información operativa.

Trace/Log: Es un archivo de texto en donde se escriben en orden cronológico las acciones que ejecuta un programa de computadora de manera interpretada y legible. En particular para los canales de comunicación, se escribe la interpretación de las tramas tanto de transmisión como de recepción y sus respectivos tiempos de entrada y salida.

5.2 Antecedente legal y regulatorio

El Consejo Nacional de Operación tiene la función legal de acordar los aspectos técnicos para garantizar una operación segura, confiable y económica del SIN y ser el ejecutor del Reglamento de Operación.

La Resolución CREG 198 de 1997 estableció reglas transitorias aplicables a la prestación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) y modificó disposiciones del Anexo CO-4 y algunas disposiciones de la Resolución CREG-025 de 1995.

En el literal g del numeral 4 del artículo 1 de la Resolución CREG 198 de 1997 se prevé que:

“Si durante la operación el CND detecta, que uno o varios de los recursos de regulación, no cumplen los niveles de calidad establecidos, podrá retirar temporalmente el recurso en cuestión del esquema de regulación, mientras se realizan los correctivos necesarios. El CND informará al CNO sobre las causas que motivaron la decisión de retiro temporal.”

5.3 Procedimiento de retiro de una unidad de generación

El CND o el agente pueden detectar una anomalía en la prestación del servicio de AGC por parte de una unidad de generación en tiempo real o en el análisis posoperativo.

A continuación, se presentan las consideraciones previas al retiro de unidades de AGC y el procedimiento para tal fin.

5.3.1 Acciones preventivas en tiempo real

- I. Ante anomalías previas a una desconexión automática de la función de AGC de la unidad de generación:

De manera preventiva y a partir del momento en que el CND o el agente detectan una anomalía de la unidad de generación que está prestando el servicio de AGC; el CND y el agente se comunicarán por teléfono o por correo electrónico y acordarán tomar acciones preventivas para que no se presente la desconexión automática de la función de AGC de la unidad de generación.

II. Ante desconexión automática de la función de AGC de la unidad de generación:

En el evento que se presente al menos una desconexión automática de la función de AGC de la unidad de generación, el CND deberá comunicarse con el agente por teléfono o por correo electrónico y acordarán tomar acciones preventivas, para dar solución a la anomalía.

Las acciones preventivas podrán ser acordadas entre el CND y el agente a partir de la primera desconexión automática de la función AGC de una unidad de generación.

En cualquier momento durante el día y de detectarse una anomalía en la prestación del servicio de AGC, ya sea que se haya generado o no una desconexión automática de la función AGC de una unidad, el CND y el agente podrán coordinar el reemplazo de la(s) unidad(es) que presenta(n) la anomalía, con otra(s) de la misma planta que haya(n) ofertado AGC. En caso de no ser posible el reemplazo con unidades de la misma planta, el CND asignará la holgura restante entre todas las unidades elegibles del Sistema según la reglamentación vigente.

5.3.2 Acciones preventivas en el análisis posoperativo

De manera preventiva y a partir del momento en que el CND o el agente detectan una anomalía de la unidad de generación que estuvo prestando el servicio de AGC; el CND y el agente se comunicarán por teléfono o por correo electrónico y acordarán tomar acciones preventivas para dar solución a la anomalía.

Cuando en el análisis posoperativo se evidencie que la unidad de generación presenta una anomalía, y así no se haya presentado desconexión automática de la función AGC de la unidad, el CND podrá coordinar pruebas de verificación en condición operativa o prueba declarada en el despacho económico.

5.4 Revisión de la función AGC

Siempre que el CND detecte una anomalía en la prestación del servicio de AGC, revisará la función de AGC de su sistema SCADA, y si se encuentra que la misma está funcionando adecuadamente, le informará al agente sobre el desempeño

inadecuado de la unidad, para coordinar la ejecución de acciones preventivas y establecer la causa de la anomalía.

Si después de hacer la revisión de la función AGC del sistema SCADA del CND, se encuentra que la misma no está funcionando adecuadamente, de manera inmediata el CND comunicará dicha situación a los agentes cuyas unidades se estén viendo afectadas en la prestación del servicio de AGC y emprenderá las acciones que correspondan.

En el evento que la desconexión de una unidad de generación se haya originado por problemas de la función AGC del sistema SCADA del CND, se reiniciará el contador de desconexiones automáticas dadas por programa AGC. El indicador de desconexiones se realizará por unidad y se reiniciará a las 00:00 horas de cada día.

5.5 Retiro temporal de la unidad

5.5.1 Causas

Para un día de operación, se retirará temporalmente una unidad de generación de la prestación del servicio de AGC cuando:

- I. La misma se desconecte de la función AGC por 30 minutos continuos.
- II. Cuando en el día de operación se presenten 5 desconexiones.

Respecto a la causal II, el agente dispondrá de 30 minutos para resolver la anomalía, contados a partir de la primera desconexión; lo anterior independientemente del número de desconexiones que se puedan presentar en este lapso de tiempo. Para las desconexiones subsiguientes, el agente no dispondrá de estos 30 minutos. El CND contabilizará en todo momento el número de desconexiones, de tal manera que, si se presenta una desconexión adicional después de los 30 minutos iniciales, que ocasione que el contador sea superior a 4, el CND retirará temporalmente la unidad del servicio de AGC".

5.5.2 Acciones correctivas

Cuando se presente el retiro temporal de la unidad de la prestación del servicio de AGC se tomarán las siguientes acciones correctivas:

- I. Por seguridad del sistema, el CND reasignará la holgura para AGC entre todas las unidades elegibles aplicando las reglas de la Resolución CREG

198 de 1997, e informará al CNO sobre las causas que motivaron la decisión del retiro temporal de la unidad.

- II. El CND informará al agente sobre el retiro temporal de la unidad mediante llamada telefónica grabada.
- III. El CND y el Agente darán inicio al procedimiento de Diagnóstico de Falla AGC (Ver Anexo 3 Diagnostico Falla AGC-SCADA).

Cuando lo amerite, el CND y el agente podrán presentar para análisis del Subcomité de Controles los casos en los que se presente el retiro temporal de las unidades de generación.

5.5.3 Procedimiento diagnóstico de falla de AGC

Si como resultado del procedimiento de Diagnóstico de Falla de AGC (Anexo 3) se detecta que la anomalía presentada se origina en los subsistemas de responsabilidad del CND, este analizará la anomalía, enviará por correo electrónico al día siguiente hábil el informe con los resultados del diagnóstico y de ser necesario coordinará con el agente la realización de pruebas de verificación de AGC ya sea en condición operativa o en pruebas declaradas en el despacho económico. Durante este tiempo la unidad mantendrá la elegibilidad para prestar el servicio, sin que se le asigne holgura para AGC.

Si como resultado del procedimiento de Diagnóstico de Falla de AGC (Anexo 3) se detecta que la anomalía presentada se origina en los subsistemas de responsabilidad del agente, este emprenderá las acciones que corresponda para darle solución a la anomalía y enviará al CND un correo electrónico informando las acciones tomadas. El CND tendrá hasta 2 días calendario para analizar la información enviada por el Agente y acordará con él si se pierde o no la elegibilidad de la unidad, de no llegarse a un acuerdo se considerará que la unidad pierde la elegibilidad para la prestación del servicio de AGC.

Si como consecuencia de las acciones tomadas por el agente para dar solución a la anomalía de la unidad se pierde elegibilidad para la prestación del servicio de AGC, el agente coordinará con el CND la realización de las pruebas de sintonía.

Si la unidad no pierde elegibilidad, el CND coordinará con el Agente la realización de las pruebas de verificación y se encargará de realizar el análisis técnico (generación y registro de trazabilidad de comandos) para envío al agente.

El agente tendrá la opción de realizar hasta tres (3) pruebas de verificación en condición operativa y una (1) prueba declarada en el despacho económico. Siempre que una prueba de verificación no sea exitosa, el agente informará al



CND por correo electrónico o llamada telefónica el correctivo realizado, para que se programe con el CND la siguiente prueba.

Si las pruebas de verificación son exitosas, se informará al agente y al CNO que la unidad sale del retiro temporal

Si las 4 pruebas de verificación no son exitosas, la unidad de generación pasa a ser no elegible para la prestación del servicio de AGC, en cuyo caso el agente coordinará con el CND la realización de las pruebas de sintonía.

ANEXO 2

Procedimiento para la identificación de fallas en las comunicaciones asociadas a la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia

Cuando durante la operación del SIN se registren problemas operativos en el desempeño del AGC, el Centro Nacional de Despacho verificará si la causa de estos problemas está asociada con el desempeño del canal de comunicación, o de la función de control del AGC del CND.

Si existe evidencia de problemas en el canal de comunicación o si se tiene información de que se hayan presentado cambios en este canal o en su tecnología asociada, el CND podrá solicitar y coordinar con los agentes generadores la realización de pruebas para verificar el desempeño de dicho canal en la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

Para tal efecto, luego de la publicación del Despacho Programado, el CND solicitará y coordinará con el agente generador la realización de pruebas en alguno o algunos de los períodos horarios del día siguiente.

El CND verificará previamente que con la realización de las pruebas no se ponga en riesgo la seguridad de la operación del SIN.

De requerirse realizar variaciones en la generación de las unidades o plantas durante las pruebas, el CND procurará por que los cambios de generación hacia arriba y hacia abajo se realicen en torno del Despacho Programado Original, de tal forma que la generación real de la planta o unidad se mantenga dentro del 5% permitido.