



**xvii**eriac

Ciudad del Este, Paraguay

**XVII ERIAC  
DECIMOSÉPTIMO ENCUENTRO  
REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ**

21 al 25 de mayo de 2017



CE-NN

## **CE C2 – Operación y Control del sistema**

# **DESAFÍOS TÉCNICOS Y OPERACIONALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN AGC EN UN SISTEMA TÉRMICO CON ALTA PENETRACIÓN DE ERNC Y CONSUMOS INDUSTRIALES**

**S. CAMPOS\***  
Coordinador Eléctrico  
Nacional  
Chile

**G. MUÑOZ**  
Coordinador Eléctrico  
Nacional  
Chile

**P. VALENZUELA**  
Coordinador Eléctrico  
Nacional  
Chile

***Resumen** – El presente artículo muestra una guía de trabajo para la implementación de sistemas complejos, describe la estrategia establecida y experiencia recogida en la implementación de un sistema automático de control de frecuencia, en un sistema con importantes desafíos, principalmente operacionales para regular frecuencia, y de infraestructura de telecomunicaciones (más de 1400 km de distancia desde el centro de control hasta las instalaciones a controlar), como el caso del SING, cuyo parque generador se encuentra formado principalmente por unidades térmicas y que enfrenta una importante variabilidad de la demanda -eminentemente minera- y una cada vez más importante integración de energía renovable no convencional tanto fotovoltaica como eólica. Se destaca, las simulaciones eléctricas y la modelación de pre-despacho como hito relevante para establecer las restricciones y definiciones operativas de unidades en AGC, en un mercado que opera bajo el régimen de costos declarados.*

***Palabras clave:** AGC – SING – Control de Frecuencia – Estrategia - Comunicaciones – Generación Térmica – Indicadores – Modelación Económica – Protocolo*

## **1 INTRODUCCION**

El Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile (SING), ha sufrido cambios importantes que han modificado los patrones de operación y su dinámica. La incorporación de nuevas tecnologías en los consumos (como la incorporación de semiconductores en los procesos industriales y mineros), la conexión de nuevas fuentes de generación, el bajo enmallamiento del sistema de transmisión y el grado de diversidad y obsolescencia de instalaciones existentes en algunos casos, hacen cada vez más compleja su operación, lo que ha requerido impulsar diversas iniciativas para garantizar su seguridad, así como mejorar su desempeño y eficiencia en la operación. En un sistema eminentemente térmico como el SING, donde las unidades generadoras poseen capacidades limitadas de regulación de frecuencia, estos cambios afectan la confiabilidad del sistema y aumentan los desafíos para mantener la frecuencia dentro del rango requerido por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT). Por lo tanto, un Control Automático de Generación (AGC) se presenta como una herramienta clave para mejorar y hacer más eficiente el Control Secundario de Frecuencia (CSF) bajo las condiciones actuales y también futuras de operación, dentro de las cuales se prevé una mayor integración de Energías Renovables no Convencionales (ERNC) e interconexiones con otros Sistemas Eléctrico (SEP).

---

\* sebastian.campos@coordinadorelectrico.cl

El presente Artículo tiene por objetivo describir las etapas de implementación del AGC llevadas a cabo en el SING, y evidenciar los desafíos técnicos y operacionales sorteados, así como las definiciones y parámetros establecidas para su correcta operación.

## **2 ESTRATEGIA DE IMPLEMENTACIÓN**

El Operador de red y mercado del SING decidió desarrollar el proyecto de implementación de un AGC para el SING, basado en un plan estratégico que abarcó 5 etapas, a partir del año 2012, las cuales, dado la experiencia recogida, se recomienda seguir para el desarrollo de aplicación tecnológicas complejas, en particular las relacionadas con la operación en tiempo real para un SEP. La Etapa 1 consideró una fase de investigación de fuentes primarias y secundarias y de planificación, cuyo objetivo fue diseñar el plan de trabajo habiendo evaluado previamente las herramientas, recursos y capacidades disponibles actualmente en el SING, para enfrentar los desafíos de control de frecuencia, así como de las exigencias regulatorias relativas al CSF para los sistemas nacionales. Adicionalmente se efectuó un análisis externo, conociendo de primera fuente, el estado del arte y de las mejores prácticas en la industria, principalmente la experiencia en la materia de distintos e importantes operadores de redes eléctricas a nivel mundial. La Etapa 2 contempló el desarrollo de pruebas y levantamiento de información en terreno de las instalaciones que participarían del AGC, motivando la participación de los agentes involucrados desde el inicio, cuyo objetivo fue determinar con mayor precisión las características técnicas de las unidades generadoras y sus sistemas de comunicación asociados y mostrar a los agentes las necesidades de mejoras y factibilidad de participación en el servicio de CSF. Entre otros aspectos, se revisó la capacidad de unidades generadoras para realizar CSF, tasa de toma y bajada de carga, rangos de regulación y tiempo máximo transcurrido entre la recepción de una nueva consigna de generación hasta el instante en que comienza a responder la unidad generadora. Adicionalmente, se solicitó información respecto a las características del gobernador de velocidad, las características de las unidades remotas (RTU) y los sistemas de comunicación internos entre la RTU y el sistema de control de las unidades (DCS). Cabe destacar que el parque de unidades generadoras del SING se compone principalmente de unidades térmicas, de tecnología vapor-carbón o ciclo combinado. Esta etapa fue ejecutada a fines de 2014 e inicios del año 2015. La Etapa 3, ejecutada durante 2015, correspondió al desarrollo del diseño conceptual y básico del sistema AGC y la ingeniería de detalle del sistema de comunicaciones y control desde el frontal de comunicaciones del sistema SCADA/EMS del SING hasta el equipo de comunicaciones asociado a cada unidad generadora. En esta Etapa se definieron los criterios de operación del sistema AGC. La Etapa 4 del Plan ha tenido como alcance la implementación del sistema AGC en el sistema SCADA/EMS, la implementación de un nuevo sistema de comunicaciones para AGC que cubre la distancia de más de 1400 Km, la definición de requerimientos mínimos, exigencia de implementación y seguimiento de cumplimiento de las mejoras necesarias para que las unidades generadoras presten el servicio de CSF en AGC, la elaboración del Protocolo de Operación de la Plataforma AGC, la modelación y simulaciones eléctricas y de pre-despacho para establecer la operación prevista, restricciones y parámetros técnicos del AGC. Finalmente, la última etapa contempla la operación en régimen, monitoreo y seguimiento del desempeño del AGC, Etapa que se prevé formalizar a partir de marzo de 2017.

## **3 DISEÑO E INGENIERÍA DEL SISTEMA AGC**

### **3.1 Levantamiento y Pruebas en Unidades Generadoras**

Para efectos de determinar las características técnicas de las unidades candidatas a participar del AGC, se realizó un test de pruebas general, el que permitió obtener la respuesta dinámica y la factibilidad de realizar CSF de manera automática. Se recomienda realizar esta batería de pruebas para toda nueva unidad que se requiera incorporar a un sistema AGC.

#### **3.1.1 Características del gobernador de velocidad**

Contempló una inspección del tablero donde se encuentra instalado el gobernador de velocidad o el sistema de control en el caso del DCS de las unidades, a fin de poder identificar marca, modelo, existencia de limitación propia de la instalación a nivel tecnológico, configuración implementada de los parámetros del controlador, tipo de señal de control (consigna o pulso) y posibilidad incluir señal del AGC en dicho elemento de control.

### 3.1.2 Tasa de toma de carga y bajada de carga

Se realizaron ensayos en terreno que consistieron en despachar la unidad generadora a su nivel de generación de mínimo técnico, con sus variables estables, momento en que se procedió a cambiar la consigna de generación al máximo valor en el rango de regulación. De la misma forma, para el caso de la tasa de bajada de carga, se inició desde el máximo valor del rango de regulación y se procedió a cambiar la consigna hasta su valor de mínimo técnico. Conforme a los resultados obtenidos, fue posible encontrar la tasa promedio de toma y de bajada de carga de las unidades, así como los tiempos de retardo en la respuesta inicial ante una consigna.

### 3.1.3 Rango de regulación y/o zonas prohibidas

A partir de los ensayos de tasas de toma y bajada de carga, se pudieron identificar los rangos de regulación admisibles para la operación de la potencia activa de cada unidad generadora, evidenciando los límites a considerar para la implementación de un sistema de AGC, y rangos de operación automática. Se destaca el caso de las unidades de tecnología vapor-carbón cuyo rango de operación automático depende de la capacidad de operar con un determinado número de pulverizadores de carbón (molinos).

### 3.1.4 Estatismo y banda muerta

La determinación del estatismo y la banda muerta del gobernador de velocidad se realizó registrando las fluctuaciones de frecuencia normales de la red y las variaciones correspondientes de potencia activa de la unidad generadora en estudio. Estos registros de frecuencia y potencia fueron filtrados para remover los procesos dinámicos de la respuesta del gobernador ante las variaciones de frecuencia. Con esta medición se realizaron diagramas potencia/frecuencia, donde la pendiente promedio corresponde al estatismo y el valor máximo de variación de frecuencia  $\Delta f$ , que no produce variación de potencia activa  $\Delta P$ , corresponde a la banda muerta.

## 3.2 Ingeniería para el AGC

La estructura de la plataforma que permitirá entregar el servicio de CSF vía AGC en el SING, se formuló separando la ingeniería e implementación en 3 subsistemas que permiten distinguir zonas de responsabilidad tanto para la implementación como operativas, las cuales se describen en la Figura 1:

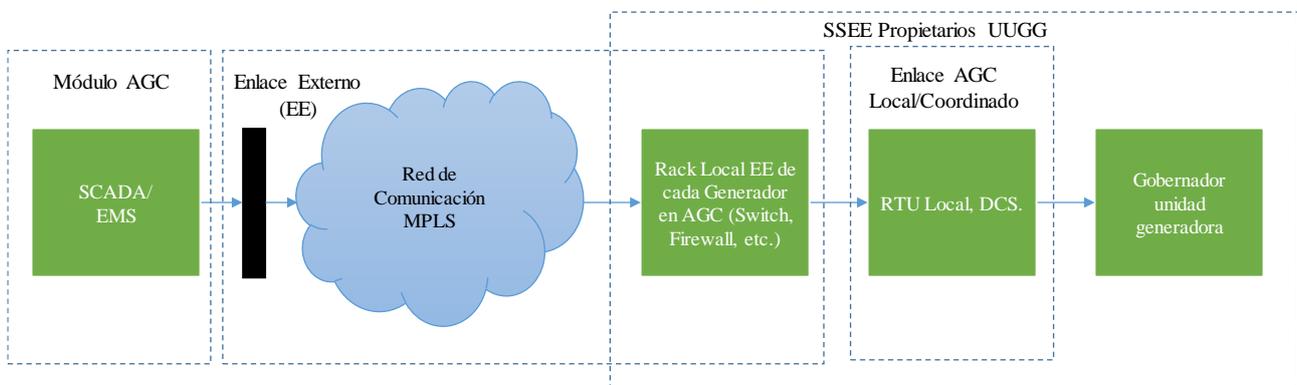


Fig. 1 – Módulos y responsabilidades Ingeniería e implementación del AGC en del SING

1. Módulo AGC, responsabilidad del Operador: Módulo integrado al sistema SCADA/EMS del SING, suministrado por General Electric Grid Solutions, bajo el producto e-terraplatform, versión ETP 2.6 SP3 P20110128.
2. Enlace Externo, responsabilidad del Operador: Tramo del sistema de comunicaciones y control desde frontal de comunicaciones del SCADA/EMS del SING hasta antes del equipo de comunicaciones asociado a cada unidad generadora, a través del cual se realiza la telemedida y/o el envío de las señales de control.
3. Enlace AGC Local/Coordinado, responsabilidad de los agentes: Tramo del sistema de comunicaciones y control desde equipo de comunicaciones asociado a cada unidad generadora hasta antes del DCS o sistema de control de ésta.

### 3.2.1 Criterios de Operación para el AGC

En función de las características del sistema eléctrico, características de la demanda y niveles de incorporación de ERNC, se definen de manera previa a la implementación del sistema los criterios de operación para el AGC, los que para el SING se indican a continuación:

- a) Monto mínimo de reserva en AGC de 69 MW conforme a lo indicado en sección 4.3.
- b) Tiempo de recuperación de la frecuencia de 15 minutos, conforme al Art. 1-7 numeral 81 de la NT.
- c) Tasa de toma de carga mínima en AGC de 8 MW/min, en función del aumento de la demanda industrial e incorporación de energía renovable no convencional esperada para el 2017.
- d) Por confiabilidad (N-1) contar con un mínimo tres unidades bajo con de AGC de manera simultánea.
- e) Para efectos de asignación de holguras, ninguna unidad podrá tener un rango de operación en AGC que esté sobre el 50% de la holgura total para subir y bajar generación.
- f) Velocidad de toma y bajada de carga mínima de las unidades que participan en el servicio de AGC debe ser de al menos 4 MW/min.

Cabe destacar que estos parámetros han sido validados a través de simulaciones eléctricas, conforme a la herramienta establecida en la sección 4.4, sin embargo, deberán ser verificados una vez se inicie la operación en tiempo real del sistema AGC.

### 3.2.2 Sistema de Telecomunicaciones para el AGC

El diseño del Enlace Externo de Comunicaciones contempla redundancia de rutas y equipamientos, tanto en la red metropolitana (MAN) como en la red extendida hacia los sitios de cada central incorporada al AGC (WAN), como premisa de diseño se consideró no tener puntos únicos de falla.

La red MPLS (MultiProtocol Label Switching), que conecta a nivel de comunicaciones las áreas geográficas de Chile, posee dos nodos centrales de conexión, situados en los sitios de operación principal y de respaldo del Centro de Control del SING, dichos sitios adicionalmente están interconectados entre sí, formando redundancia a través de un anillo de fibra óptica. Esta red se compone principalmente por enlaces de fibra óptica, y los accesos a los dos nodos centrales poseen enlaces redundantes con diversidad de rutas físicas. Para los casos de fallas catastróficas en el tramo Antofagasta – Santiago, existe redundancia vía fibra óptica submarina hacia los sitios principal y de respaldo. Dicha fibra permite que, ante catástrofes como sismos, tsunamis o aluviones, las comunicaciones sean enrutadas hacia el norte del país vía este enlace de emergencia, situación crítica producto de la geografía del país. Los requerimientos técnicos de la red se describen a continuación:

**Ancho de banda:** Según indica el CIGRE Technical Brochure 168 del 2000, un sistema de AGC puede ser soportado por canales con una capacidad no inferior a 64 kbps. Con base en esta información, se requiere un ancho de banda mínimo por unidad de 64 kbps para las señales del AGC, no obstante, las prestaciones del enlace superan en forma importante dicho requerimiento.

**Latencia:** La latencia máxima que debe tener el enlace de comunicaciones externo, a través de redes MPLS debe ser menor a 50 ms. En el caso de contar con una solución de enlace satelital, la latencia máxima deberá ser menor a 700 ms, este enlace solo puede ser utilizado como un respaldo nunca como solución principal.

**Disponibilidad:** El Enlace Externo requiere contar con una disponibilidad de 99,95%, la cual deberá ser garantizada mensualmente vía un indicador evaluado para un horizonte de un mes.

**Confiabilidad:** La confiabilidad requerida deberá cumplir un MTBF (Tiempo Medio entre Fallas)  $\geq 8760$  h = 1 año. Esto conforme a la Norma IEC 60870-4 sección 3.1.

**Redundancia en la red:** ruta principal y ruta alternativa, deseable con medios de transmisión diferentes, por ejemplo, fibra óptica y radio micro ondas. En el caso de medios físicos la ruta principal y alternativa deberán estar implementadas en trazados geográficos distintos para evitar que ante una única falla ambos sistemas queden indisponibles.

**Recuperación ante contingencias de la Red de Telecomunicaciones:** la red MPLS debe tener la capacidad para re-direccionar (enrutar) tráfico en caso de falla de una ruta específica en un tiempo de menor a 50 ms.

**Mantenibilidad y tiempo de reposición:** el canal de comunicación deberá cumplir con los requerimientos de la Norma IEC 60870-4 sección 3.3.2, la cual define una mantenibilidad MTTR (Tiempo Mínimo de Reparación)  $\leq 12$  horas y MRT (Tiempo de reposición)  $\leq 6$  horas.

**Seguridad:** se refiere a la protección de los sistemas contra robo o daño al hardware, software o a la información, así como contra las interrupciones o desvío de los servicios que suministran. El sistema debe poseer control del acceso al hardware y a la red asociada al enlace externo asignado al AGC, así como Firewall

que impidan intrusiones externas y que permitan la codificación de la información. Se deben considerar las tres componentes que intervienen en la seguridad: equipos, usuario y la red.

**Calidad:** La calidad del servicio (QoS) se refiere al desempeño global de una red de comunicaciones, particularmente desde el punto de vista del usuario. Se debe tener presente que el AGC es un servicio crítico que no acepta competir por recursos de red, siendo esta una de las razones por la que se exigió separar el tráfico operativo (AGC y SCADA en general) del tráfico corporativo, con el fin de manejar el tráfico operativo con la prioridad y calidad de servicio que requiere. El Enlace Externo debe tener la capacidad de monitorear de manera permanente los siguientes indicadores: velocidad de entrega exitosa de mensajes (Throughput), latencia ida y vuelta, disponibilidad y tasa de errores (BER).

**Conectividad con el Enlace AGC Local/Coordinado:** el equipo terminal del Enlace, debe tener la característica de conectividad con el enrutador de la empresa participante del sistema AGC, y ser de tipo industrial, es decir, que cumplan las normas IEEE 1613 e IEC 61850-3 sobre inmunidad electromagnética y requisitos ambientales, además de ser gestionables de manera remota.

## 4 IMPLEMENTACIÓN

### 4.1 Configuración del Módulo AGC

Para configurar el módulo AGC, de manera que este conozca en forma precisa la respuesta esperada de cada una de las unidades que participa en AGC, se deben realizar las siguientes pruebas desde la plataforma AGC:

**Pruebas de verificación:** verificación de comunicación entre AGC y unidad generadora modificando los estados de control y niveles de potencia de la unidad generadora en forma local y desde el sistema AGC.

**Pruebas de respuesta de la unidad en modo open-loop:** una serie de ensayos de escalones de potencia se realizan directamente desde la plataforma AGC. Esta prueba debe abarcar todo el rango de operación de la unidad. Las respuestas a las consignas enviadas a la unidad deben ser capturadas tanto por la herramienta de pruebas de unidad del sistema AGC como del sistema histórico para su análisis posterior. Estas pruebas permiten determinar los tiempos de respuesta y comportamiento dinámico de la unidad.

**Pruebas de rampa de la unidad en modo open-loop:** tienen como objetivo verificar la tasa de variación o rampa para subir y para bajar generación en la unidad, mediante pruebas de respuesta ante distintos montos de generación y requerimientos de toma y bajada de carga. Adicionalmente permite observar la respuesta ante cambios de dirección en la solicitud de consigna. Entre otros parámetros se determina: el retardo de respuesta (s), la banda muerta de error (MW), punto de inflexión en que alcanza el 63.2% de la consigna requerida (MW), rechazo de ruido, ganancia primaria de la unidad (K1) y la ganancia secundaria de la unidad (K2). Estos parámetros permiten modelar la respuesta de la unidad y con ello identificar si una unidad se encuentra o no operando dentro del desempeño esperado. En un parque de características térmicas como el SING, establecer adecuadamente estos parámetros es fundamental, en particular para determinar los tiempos asociados a las inercias térmicas de las unidades tanto de las unidades vapor-carbón como ciclo combinado.

Las pruebas indicadas deben ser realizadas en todas las unidades generadoras que se incorporarán al sistema AGC, previo a dar inicio a la etapa de sintonización sistémica en la cual se ajustarán los parámetros asociados a las constantes integral y proporcional de operación, y coordinación de tiempos de respuesta de las unidades generadoras del sistema. En particular, uno de los principales desafíos de la herramienta de control a implementar corresponde a determinar adecuadamente dichos tiempos de respuesta, dado que al realizar AGC con unidades de tecnología vapor-carbón, se han detectado en las pruebas tiempos de respuesta mayores a los dos minutos, por lo cual una coordinación adecuada de dichos tiempos resulta clave para la correcta operación del sistema.

### 4.2 Protocolo de Operación y Gestión del AGC

Uno de los aspectos relevantes y críticos es establecer, desde un principio y en forma anticipada, reglas claras de operación para el AGC y respectivas responsabilidades de las partes. La puesta en marcha y operación del AGC requiere de una coordinación eficiente entre el Operador de red del sistema y las empresas propietarias de las unidades generadoras, conforme a lo cual se desarrolló un Protocolo de Operación y Gestión del AGC, que describe el marco de procesos y acciones que deberán ejecutar las partes involucradas en sus distintas fases, en cuanto a la operación, mantenimiento, monitoreo de desempeño y actuación ante falla y anomalía del AGC o unidades generadoras, para garantizar un adecuado servicio de control secundario de frecuencia automático. En particular el protocolo establece lo siguiente:

- a) Gestión de los modos y estados de operación del AGC, y de las unidades generadoras habilitadas para participar en el CSF bajo control del AGC.
- b) Condiciones operacionales del sistema y de las unidades generadoras habilitadas para participar en el CSF, que son consideradas en la actuación del AGC y en los casos que se requiere pausar o suspender su operación.
- c) Uso de los recursos de reservas disponibles en el sistema que prestan apoyo a la operación del AGC.
- d) Procedimiento para incorporar nuevas unidades habilitadas, inicializar y sintonizar el AGC, desarrollar actividades de mantenimiento, actuar ante situaciones de falla o anomalías en los subsistemas (módulo, sistemas de comunicaciones y unidades generadoras) que componen el AGC, entre otros aspectos.
- e) Programación y operación diaria del AGC.

### 4.3 Monto de reserva mínima en AGC

En un sistema como el SING, donde solo se incorporaron al AGC un conjunto acotado de unidades, las que reúnen las características técnicas mínimas exigidas, la reserva para el CSF no solo es aportada por unidades habilitadas para estar en AGC. Conforme a esto se define un monto mínimo de reserva en AGC, el cual se determinó de manera estadística considerando la variación máxima de demanda ocurrida durante un intervalo de tiempo de 15 minutos. En el caso del SING no se dispone directamente de los datos de demanda con una resolución que permita realizar el cálculo, por lo que por simplicidad se asume que la variación de demanda es directamente proporcional a la variación de generación del sistema, de la que se tienen los registros con una resolución de 2 segundos. El cálculo se realiza para un periodo de 6 meses.

El cálculo debe estar libre de perturbaciones mayores, por lo que se elimina de la estadística datos donde han participado otros recursos generales de control de frecuencia, como el desprendimiento automático de carga o de generación, uso de desconexión manual de carga, desviaciones de demanda de gran magnitud corregidas en la operación real, y desconexiones de consumo y/o de generación mayor o igual a 20 [MW] para el caso de SING.

De los datos registrados se aproxima la variación de demanda a una distribución estadística de tipo normal y se considera un nivel de confianza del 97% para establecer el requerimiento objetivo. Por otro lado, debido al comportamiento histórico de la demanda en el SING, el cálculo se realiza por bloques, un bloque noche (17:00 horas – 07:59 horas) y un bloque día (08:00 horas – 16:59 horas).

Conforme a lo anterior, y por simplicidad para la operación en tiempo real se establece un requerimiento de reserva en giro mínima en AGC de 69 MW como el máximo valor determinado en ambos bloques<sup>1</sup>. Este monto de reserva debe ser constantemente verificado en función de la operación del AGC en tiempo real, con una periodicidad al menos anual.

### 4.4 Herramienta de simulación del AGC

Para verificar la eficacia de las definiciones operativas establecidas, entregar recomendaciones para la sintonización en la etapa de implementación y a la vez contar con una herramienta de evaluación eficiente para la sintonización permanente de la plataforma AGC, para las distintas condiciones de operación posibles, se desarrolló una modelación precisa del AGC del SING en el software de simulación PowerFactory DigSilent®, la cual contempló la representación en el lenguaje de dicho software de todas las lógicas del sistema AGC, así como la modificación de los controladores de los modelos de las unidades generadoras para recibir una consigna externa. Este trabajo se realizó de manera conjunta con el centro AC3E de la Universidad Técnica Federico Santa María.

<sup>1</sup> Se utiliza la fórmula estadística asociada al intervalo de confianza del 97%:

$$D_{[t,t+15min] +} = \bar{D}_{[t,t+15min]} + 2.17\sigma_{[t,t+15min]}$$

Donde:

$D_{[t,t+15min] +}$ : Variación de demanda para un intervalo de 15 minutos.

$\bar{D}_{[t,t+15min]}$ : Variación media de demanda para un intervalo de tiempo de 15 minutos [MW].

$\sigma_{[t,t+15min]}$ : Desviación estándar de la variación de demanda para un intervalo de tiempo de 15 minutos.

Por otro lado, y a modo de recomendación se sugiere que la incorporación del sistema AGC a la operación en tiempo real, sea acompañada de la validación del sistema en la plataforma de entrenamiento del sistema SCADA/EMS, tanto para el correcto entendimiento de la plataforma por parte de los Operadores del sistema como para la validación de todos los parámetros configurados en el software.

#### **4.5 Modelación del AGC en el Pre-despacho**

Al igual que el resto de las unidades generadoras del sistema, el punto base de operación de las unidades que participan del CSF en AGC, es determinado por el pre-despacho económico. En función de esto, es requisito realizar los ajustes a la modelación matemática que define el pre-despacho, incorporando las restricciones necesarias que permitan modelar los criterios de operación del AGC.

Conforme a los criterios de operación establecidos en 3.2.1, se generaron las restricciones que se incorporaron al problema matemático del pre-despacho.

Adicionalmente, en función de los límites operacionales de las unidades, se define que:

- El monto de reserva en AGC que aporta una unidad para subir generación, debe ser menor igual a la diferencia entre su potencia máxima de despacho y su punto de operación
- El monto de reserva en AGC que aporta una unidad para bajar generación, debe ser menor igual a la diferencia entre su punto de operación y su potencia mínima de despacho.

Por otra parte, en el SING las unidades de tecnología vapor-carbón que poseen altos rangos de potencia máxima, como Angamos y Cochrane, que poseen más de 100 MW de regulación para CSF, no pueden realizar cambios automáticos de potencia en los puntos de operación donde deben modificar de manera manual el número de pulverizadores de carbón, por lo cual el rango de operación en el que ejercerán CSF debe provenir desde el pre-despacho. Al respecto, para definir dicho pre-despacho se establecen dos sub-rangos de regulación para realizar AGC, el primero definido por la potencia mínima de la unidad y el punto de operación de la entrada en servicio de un pulverizador adicional para incrementar su potencia (Pp1), y el segundo definido por la potencia máxima de la unidad y el punto de operación mínimo en que la unidad debe retirar un pulverizador de servicio para disminuir su potencia (Pp2). En el caso de las unidades del SING que presentan este tipo de operación se tiene la particularidad de que dicho punto es igual tanto para subir como para bajar potencia, por lo que  $Pp1 = Pp2 = Pp$ .

#### **4.6 Indicadores de desempeño del AGC**

Para identificar oportunidades de mejora en cuanto a criterios de operación y valor de los parámetros que definen el performance del módulo AGC y de las unidades que están bajo su control se definen los siguientes indicadores para evaluar el desempeño del AGC.

- 1) Indicadores para los criterios de operación: se definen estos indicadores como el número de eventos y porcentaje del tiempo con el AGC en servicio en que:
  - La reserva en AGC cumple el monto mínimo requerido por las especificaciones del sistema.
  - Se encuentren al menos tres unidades bajo control del AGC.
  - Se cuenta con una tasa de toma de carga para subir y bajar generación AGC de al menos 8 MW/min.
  - Se cuente con holgura de más del 50% del requerimiento mínimo de reserva en AGC para subir o bajar generación, por parte de alguna unidad generadora en control de AGC.
- 2) Indicadores el desempeño del módulo AGC: se definen estos indicadores como el número de eventos y porcentaje del tiempo con el AGC en servicio en que este se encuentra en las siguientes condiciones: estado pausado/suspendido, regiones de regulación de banda muerta, normal, asistido o emergencia, definidas en función de las excursiones de frecuencia en que opera el SING.
- 3) Indicadores el desempeño de para unidades generadoras: se definen estos indicadores como el número de eventos y porcentaje del tiempo con el AGC en servicio en que la unidad generadora se encuentra en las siguientes condiciones: pausado, suspendido y en estado de no seguimiento de la consigna de potencia enviada por el AGC.

### **5 CONCLUSIONES**

La implementación de un sistema AGC en un SEP eminentemente térmico, con importantes desafíos de control de frecuencia, ya sea producto de las características de las unidades presentes, de la variabilidad de demanda

o de la presencia cada vez mayor de energía renovable no convencional, representa un reto importante para un Operador de red, que debe ser abordada a través de un plan estratégico que garantice el desarrollo de fases esenciales que permitan la obtención de resultados esperados. Evaluar previamente las capacidades reales del sistema, conocer la experiencia de otros operadores, modelar el funcionamiento de AGC previsto (tanto las simulación eléctricas como las relativas a los efectos sobre el pre-despacho) y con ellos establecer los parámetros críticos y restricciones para su operación, diseñar e implementar una infraestructura de comunicaciones robusta (confiable y segura de ciberataques), establecer un protocolo ad-hoc de operación y mantenimiento que defina la forma y responsabilidades de las partes, así como garantizar la participación activa de todos los involucrados, resulta esencial para el éxito de este tipo de proyectos.

La experiencia presentada en la incorporación del AGC al SING, basada en los resultados obtenidos y recomendaciones entregadas, representa una guía o metodologías de trabajo para alcanzar resultados concretos en la implementación de sistema complejos como una herramienta AGC.