

**COMPARACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE  
LA GENERACIÓN ANTE COMANDOS DE SISTEMAS SCADA/AGC/EMS  
BASADOS EN PROTOCOLOS IEC**

Jason Edwin Molina Vargas.



**COMPARACIÓN DEL DESEMPEÑO DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE LA  
GENERACIÓN ANTE COMANDOS DE SISTEMAS SCADA/AGC/EMS  
BASADOS EN PROTOCOLOS IEC**

Jason Edwin Molina Vargas

Trabajo presentado como requisito  
parcial para optar por el título de  
Magister en Ingeniería Eléctrica

Pereira, semestre I 2019  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
Maestría en Ingeniería Eléctrica



Comparación del desempeño del control automático de la generación ante comandos de sistemas SCADA/AGC/EMS basados en protocolos IEC

@Jason Edwin Molina Vargas

Director: Carlos Alberto Ramírez Vanegas, Universidad Tecnológica de Pereira.

Codirector: Oscar Danilo Montoya Giraldo, Universidad Tecnológica de Bolívar.

Pereira, semestre I 2019  
Maestría en Ingeniería Eléctrica  
Universidad Tecnológica de Pereira  
La Julita, Pereira, Colombia  
Tel: +57 6 313 71 22  
[www.utp.edu.co](http://www.utp.edu.co)

Versión web disponible en: <http://recursosbiblioteca.utp.edu.co/tesis/index.html>

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a XM S.A.E.S.P. por ofrecer la posibilidad de realizar investigación alrededor de los temas de la operación del sistema eléctrico colombiano y por ejecutar una labor transparente en la cual busca el equilibrio entre la economía, la calidad y la confiabilidad de la electricidad en Colombia. También agradezco a la Universidad Tecnológica de Pereira por ofrecer los espacios de investigación científica que hacen posible este tipo de trabajos.

## RESUMEN

Entre muchas de las variables presentes en los sistemas eléctricos de potencia, la frecuencia es una de las más relevantes; y es tomada en cuenta para conservar el equilibrio natural del cual depende su estabilidad y confiabilidad, e incluso para aportar valor agregado en cuanto a la economía de mantener el sistema en óptimas condiciones de operación. Para lograrlo se utilizan esquemas de control por etapas, cada uno de los cuales tiene un objetivo particular para mantener el equilibrio. La regulación secundaria de frecuencia, también conocida como Control Automático de la Generación se realiza remotamente desde el centro de control de un operador del sistema eléctrico en la mayoría de los casos; este centro de control adquiere una alta responsabilidad sobre el sistema eléctrico ya que debe ser capaz de mantener la frecuencia con calidad durante todo el tiempo y de manera continua, minimizando las interrupciones o fallas que puedan darse. Para realizar el Control Automático de la Generación se utilizan sistemas SCADA-AGC-EMS que son herramientas para operar los sistemas eléctricos que a su vez hacen uso de normativas internacionales vigentes que se adaptan en cualquier caso a muchos mecanismos de supervisión y control. Esta gama de opciones disponibles supone ventajas y desventajas entre unas y otras, sin invalidar en ningún caso la posibilidad de usarlas libremente. Se presenta entonces un estudio de las implicaciones que tiene usar las opciones aplicables para el control automático de los sistemas eléctricos, evaluando la posibilidad de caer en desvíos de los rangos aceptables en la frecuencia debido a fallas que

son comunes en la operación de un sistema eléctrico. Con esta premisa, se pretende encontrar la mejor opción que minimice estas desviaciones y de esta manera sea la más adecuada para garantizar la confiabilidad y estabilidad.

## ABSTRACT

Among many of the variables present in electrical power systems, the frequency is one of the most relevant; and it is considered to preserve its natural balance which depends on its stability and reliability, and even to provide added value in terms of economy of maintaining the system in optimal operating conditions. To achieve this, control schemes are used in stages, each of them has a particular goal to maintain balance. The frequency's secondary regulation, also known as Automatic Generation Control is performed remotely from a control centre of an electric system operator in most cases; this control centre got a high responsibility in the electrical system since it must be able to maintain the quality of frequency during all the time and in a continuous way, minimizing the interruptions or failures that may occur. To carry out the Automatic Generation Control, SCADA-AGC-EMS systems are used; they are tools for operating electrical systems that use existing international standards and adapt in any case to many supervisory and control mechanisms. These options have advantages and disadvantages between them, preserving the possibility to use them freely. Below is a study of the implications the use of them must perform the automatic control of electrical systems, evaluating the possibility of falling into deviations from acceptable limits in frequency due to faults that are common in the operation of an electrical system. Having this, the goal is to find the best way minimising deviations, and, in this way, it is the most accurate to guarantee the reliability and stability.



## TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN .....	10
OBJETIVOS .....	12
Objetivo general.....	12
Objetivos específicos .....	12
CAPÍTULO 1 .....	13
CONTROL AUTOMÁTICO DE LA GENERACIÓN .....	13
CAPÍTULO 2.....	18
SUPERVISIÓN Y CONTROL.....	18
CAPÍTULO 3.....	23
AGC EN LOS SISTEMAS DE SUPERVISION Y CONTROL.....	23
CAPÍTULO 4.....	29
ESTÁNDARES PARA LA INTEROPERABILIDAD EN EL AGC.....	29
Comandos relativos y absolutos.....	40
CAPÍTULO 5.....	44
SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN BAJO AGC .....	44
CAPÍTULO 6.....	51
RESULTADOS.....	51
TRABAJOS FUTUROS .....	63
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	60
BIBLIOGRAFÍA .....	64

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas SCADA-AGC-EMS modernos usados para control centralizado utilizan protocolos de comunicaciones flexibles en cuanto a la interoperabilidad de diferentes sistemas de control y diferentes fabricantes. A través del tiempo estos sistemas en los diferentes centros de control han ido evolucionando desde protocolos propietarios hasta protocolos estandarizados por asociaciones americanas o europeas. Por lo tanto, hoy en día estos protocolos permiten la interoperabilidad necesaria para comunicar diferentes sistemas de control diseñados a la medida o estandarizados con diferentes sistemas SCADA, AGC, EMS. Como ejemplo se tiene el caso colombiano, en el cual, la regulación vigente aplicable al sector eléctrico indica que la interoperabilidad de sistemas debe estar basada en las normas europeas de la Comisión Internacional de Electrotecnia IEC. En este sentido, el Control Automático de la Generación en Colombia puede ser realizado mediante cualquiera de las opciones de interoperabilidad contenida en los estándares de IEC. Es responsabilidad de los proveedores de los sistemas de control y de los sistemas SCADA-AGC-EMS, cumplir con tales estándares de interoperabilidad, más no de indicar el tipo de supervisión o control más eficaz dentro de estos estándares.

Por otro lado, el Control Automático de la Generación, que busca mantener el equilibrio de la frecuencia del sistema, o bien puede ser visto como un automatismo que busca el balance entre la carga y la generación de un sistema eléctrico interconectado, se

realiza haciendo uso de los protocolos estándares existentes para centros de control. Entendiendo que este sistema de control es susceptible a fallas que serán expuestas a lo largo del contenido, se pueden presentar situaciones de riesgo en las que la elección del tipo de supervisión y control pase a cobrar mayor relevancia, independientemente de la factibilidad de usar una u otra alternativa.

A lo largo de este documento se estudian comparativamente los tipos de comandos usados en Colombia para realizar el Control Automático de la Generación, el desempeño obtenido mediante el uso de ambos y simulaciones de ambos usos en casos reales que pueden presentarse para el sistema eléctrico interconectado. Se presentan conclusiones a partir de los análisis como recomendación para obtener la mayor confiabilidad posible.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo general**

Evaluar el desempeño del Control Automático de la Generación ante el uso de los tipos de comandos digitales provenientes de los centros de control.

### **Objetivos específicos**

Realizar simulaciones en diferentes escenarios de generación y evaluar similitudes entre los tipos de comando digitales.

Preparar diferentes eventualidades a las cuales son susceptibles los sistemas de control e introducirlos en las simulaciones para comparar el comportamiento de los generadores ante estas.

Realizar el análisis del desempeño del control de la generación con datos históricos de tiempo real en el sistema colombiano en los cuales se han usado tipos de comando absoluto y relativo.

## **CAPÍTULO 1**

### **CONTROL AUTOMÁTICO DE LA GENERACIÓN**

La generación de energía eléctrica en un sistema interconectado a gran escala se realiza mediante el uso de máquinas eléctricas sincrónicas en su mayoría, dado que estas pueden ser usadas para generar potencia activa y reactiva a la misma vez, a diferencia de las máquinas eléctricas asincrónicas, las cuales sólo pueden ser usadas para generar potencia activa (Bucciero & Terbrueggen, 1998).

Usualmente los generadores tienen un programa de generación diario con el cual se planea cubrir la demanda de energía eléctrica, sin embargo, la demanda presenta variaciones en el tiempo con respecto al perfil esperado y con el cual se realiza la planeación de la generación en un sistema de potencia. El programa de generación se determina mediante una predicción de la demanda que se debe atender en el sistema de potencia, o bien mediante curvas típicas que representan el comportamiento de la demanda. Diferentes tipos de herramientas han sido desarrolladas para obtener el comportamiento esperado del sistema ante las variaciones de la demanda, así como para obtener los escenarios reales que se van a usar día por día en la operación. Dichas herramientas pueden ser usadas como ayudas o simulaciones de comportamientos, así como para predecir o generar perfiles de atención de la demanda, también son observadas simulaciones en

tiempo real usando hardware para simulación (De Lima, De Lima, & Sorrentino, 2017) (Kumar, Kumar, & Tyagi, 2016) (Luo & Ma, 2013).

Estas variaciones instantáneas de la demanda provocan un efecto indeseado en el sistema de potencia más conocido como desbalance carga-generación, en el cual se ve afectada la frecuencia de la energía eléctrica generada y por tanto la frecuencia de todo el sistema interconectado. Para subsanar estas variaciones indeseadas de la frecuencia, se utilizan esquemas de control para los generadores conectados y sincronizados a la red eléctrica. Con lo anterior se intenta mantener en todo momento el balance de carga-generación evitando así un mayor trauma en el efecto de un desbalance. Evidentemente este balance se logra de forma dinámica dado que las variaciones espontáneas de la demanda se presentan de forma impredecible e instantánea y además influye la respuesta natural de los generadores ante tales variaciones (Wang, Li, Zhao, & Zhao, 2010).

En principio el control en tiempo real de los generadores en un sistema de potencia comienza en su forma más básica como un control manual de la generación, en el cual, un operador en las locaciones del generador incrementa la potencia entregada o la disminuye de forma manual dependiendo de la visualización de la frecuencia del sistema. Una evolución natural de este esquema de control manual es la de implementar la automatización de este control en las locaciones del generador, de tal manera que este responda a las variaciones de la frecuencia incrementando o disminuyendo en tiempo real

la generación según el caso (Shayeghi, Shayanfar, & Jalili, 2009). Si bien estos dos esquemas de control son susceptibles a fallos, no pasan de tener causas normales atribuibles a la operación normal de un sistema automático de control, como son la pérdida de equipos, pérdida de la alimentación o a lo sumo errores en tiempo de ejecución de los programas asociados a un automatismo.

Un paso más allá en el control de la generación es tener no sólo un sistema automatizado para el control de los generadores sino también tener este control de forma centralizada. Para esto se hace necesaria la implementación de un centro de control, y con este llega la posibilidad de ser susceptible a otros tipos de fallos. Como la característica principal de un centro de control es la de realizar control remoto, el cual es normalmente realizado a largas distancias, llega la posibilidad de tener fallos tales como retardos, caídas momentáneas en las líneas de conexión de comandos, caídas permanentes por causas naturales, fallos en la respuesta de los sistemas de control, y en general cualquier tipo de fallo atribuible a cualquier punto en la cadena de supervisión y control (Xie, Manimaran, Vittal, Phadke, & Centeno, 2002). El control realizado de manera centralizada y automática se denomina AGC, por sus siglas en inglés para Control Automático de la Generación. Los fallos en estos sistemas afectan negativamente la respuesta del control automático centralizado y por tanto la frecuencia del sistema interconectado, al no poder subsanar el desbalance carga-generación como se tiene previsto en un programa de AGC. Estas características y la respuesta de un sistema ante fallos será objeto de estudio más adelante en este documento.

La función de un sistema de control automático de la generación está dada por una característica de mantener la frecuencia de un área del sistema eléctrico en un valor cercano al nominal y mantener un margen de error mínimo en los intercambios de potencia entre diferentes áreas de un sistema eléctrico interconectado. Para lograr esto es preciso entender la respuesta del sistema eléctrico interconectado ante las variaciones de carga y generación, con lo cual resulta una función llamada error de control de área (*ACE* por sus siglas en inglés) que totaliza en cada momento del tiempo el faltante de potencia activa para generar y mantener la frecuencia y los intercambios de potencia con las áreas vecinas.

$$ACE = \sum_i (P_{TIEi}^{sch} - P_{TIEi}) - 10\beta(f_{area} - f_{area}^{sch}) \quad (1)$$

En la fórmula anterior, cada área vecina  $i$  tiene un valor de intercambio de potencia programado  $P_{TIEi}^{sch}$  y un valor de intercambio de potencia medido  $P_{TIEi}$  y el área tiene un valor de frecuencia programado  $f_{area}^{sch}$  y un valor de frecuencia medido  $f_{area}$  (Luo & Ma, 2013). Además, dependiendo de la demanda del área hay un comportamiento lineal entre las variaciones de carga y las variaciones de frecuencia de esa área que se denomina factor de sesgo o *bias* ( $\beta$ ). Este es un valor constante que expresa usualmente en  $MW/0.1Hz$  pero ocasionalmente en  $MW/Hz$ .



En los sistemas de potencia se requiere la función de AGC para mantener el valor del *ACE* cercano a cero en todo momento, lo cual lleva lógicamente a la implementación de un sistema de control de lazo cerrado. En los sistemas SCADA-AGC-EMS, este controlador es proporcional, integral, derivativo (PID) cuya entrada de error es el *ACE* y su salida es la potencia remanente requerida en cada momento del tiempo. Esta potencia remanente es enviada a los generadores que están en modo de regulación y por tanto, si estos obedecen a la señal de control correctamente, el *ACE* permanecerá controlado y cercano a cero (Orosun, Orosun, & Adamu, 2016) (Pati & Sahu, 2014) (Debnath, Padhi, Satapathy, & Mallick, 2017).

La potencia remanente total para mantener el *ACE* cercano a cero es repartida a los diferentes generadores mediante unos factores de participación calculados en línea dependiendo del margen posible de actuación de cada generador para cambiar su generación y también dependiendo de la velocidad a la cual puedan responder (Rasolomampionona, 2009). Ambas características de los generadores son conocidas previamente y parametrizadas en el sistema con el fin de garantizar el uso óptimo de ellos siempre cuidando que la respuesta al *ACE* sea lo más asertiva posible.

## CAPÍTULO 2

### SUPERVISIÓN Y CONTROL

A menudo se utiliza el término SCADA para referirse a un sistema de supervisión y control, y es lógico ya que sus siglas en inglés (*Supervisory Control And Data Acquisition*) lo indican, no obstante, este término es bastante general y en este documento se intenta dar la descripción particular de un sistema de supervisión y control para un sistema eléctrico de gran escala, específicamente en la función de control de frecuencia en la que está implicado el AGC como se mencionaba antes y enmarcado en la función de manejo de energía (EMS de *Energy Management System*). Es por esto que en este documento se hace referencia a SCADA-AGC-EMS como la herramienta con la cual un operador de un sistema eléctrico lleva a cabo la función de supervisión y control en el manejo de la energía eléctrica (Graullera, 2017).

Dentro de este trabajo será utilizado el término cadena de supervisión como el sistema que compone todos los elementos involucrados en la supervisión y el control remoto de un equipo eléctrico desde un centro de control. Particularmente para un generador la cadena de supervisión comprende todos los equipos de frontera (*front end*) de un sistema SCADA-AGC-EMS, canales de telecomunicaciones, conversores de protocolos en campo,

actuadores hasta la llegada al regulador de velocidad del generador o entrada de potencia mecánica (Xie, Manimaran, Vittal, Phadke, & Centeno, 2002).

Dependiendo de la criticidad del sistema implementado desde un centro de control y un generador pasando por toda la cadena de supervisión, se ejecutan diferentes prácticas de seguridad destinadas a evitar fallos. Tales prácticas comprenden estrategias que van desde las redundancias de sistemas, respaldos y distribuciones de carga (Georgescu, 2013) (Guozhen, Tao, Changsong, & Shanxu, 2009) hasta los esquemas de ciberseguridad que se enfocan en prevenir ataques cibernéticos a los sistemas de la cadena de supervisión (Ashok, Wang, Brown, & Govindarasu, 2015) (Sridhar, Hahn, & Govindarasu, 2012) (Baranovic, Mijic, & Bujak, 2010) (Barnes, Johnson, & Nickelson, 2004). Sin embargo, cualquiera de las estrategias siempre resultará en la disminución de la probabilidad de fallos más no en evitar que ocurran en algún momento, ya que está involucrado el mundo real. Por lo anterior se hace necesario incluir robustez en los controles además de las prácticas de seguridad.

Para el control automático de la generación se usan algoritmos basados en control clásico (tal como el PID) y consisten en determinar diferentes señales de control digitales para cada generador. Esto incluye un reparto de la señal de control calculada por el programa de AGC en diferentes señales de control que van de acuerdo con la capacidad de

cada generador para subir o bajar la potencia entregada y la velocidad con la que lo pueda realizar (Rasolomampionona, 2009).

Resulta evidente que para el uso de un sistema de control automático sea necesario el uso de sensores de variables en tiempo real y el envío de señales de control (Åström & Wittenmark, 1990) (Ogata, 1995) y en particular que sean digitales en el caso del AGC ya que tanto las medidas como los controles deben viajar largas distancias. Por su aplicación a los sistemas eléctricos, el AGC es llevado a cabo de forma remota pues su ejercicio va desde un centro de control hasta diferentes equipos ubicados geográficamente en diferentes puntos del sistema eléctrico a gran escala (Bucciero & Terbrueggen, 1998); de este modo, en la cadena de supervisión es común encontrar equipos de diferentes fabricantes que deben ser conectados entre sí para cumplir la misma función. Esto se logra cuando toda la solución es provista integralmente por el mismo fabricante o cuando los diferentes equipos son interoperables entre sí. Anteriormente se usaban soluciones del mismo fabricante porque pocos hacían implementaciones de este tipo y porque el sistema eléctrico estaba apenas en desarrollo, hoy en día es difícil encontrar implementaciones integradas por un solo fabricante ya que el mercado ha crecido mucho al igual que los sistemas eléctricos, por lo que la interoperabilidad es una necesidad que ya es definida por defecto.

La interoperabilidad para el AGC se logra mediante el uso de estándares para viabilizar la recepción digital de las mediciones desde el campo y el envío de las señales de control

a cada generador, teniendo en cuenta que cada uno pudo ser implementado con tecnologías diferentes y equipos diferentes (Barnes, Johnson, & Nickelson, 2004) (Jaloudi, y otros, 2011).

La Comisión Internacional de Electrotecnia (IEC) proporciona la posibilidad de usar estándares para diferentes objetivos de supervisión y/o control, como ejemplos se tienen los estándares para la automatización de subestaciones como es el caso del IEC 61850, para la conexión de datos y comandos entre sistemas de automatización de subestaciones y un centro de control el IEC 60870-5, para la conexión de datos, comandos, mensajes y demás entre dos centros de control el IEC 60870-6 (Jaloudi, y otros, 2011). El uso de estos estándares tiene como objetivo el poder interconectar diferentes sistemas de control independientemente de la implementación de diferentes equipos, tecnologías y fabricantes.

No sólo existe normativa proporcionada por IEC para garantizar interoperabilidad de sistemas de supervisión y control, sino que también existen otros estándares usados mayormente en Norteamérica como es el caso del DNP3 (Jaloudi, y otros, 2011) (Liang, Ning, Li, & Wu, 2012). La naturaleza de estas normativas de comunicaciones no difiere en gran medida en los tipos de control o los tipos de supervisión sino en la estructura de los mensajes enviados entre un sistema y otro, lo cual no es el objetivo de este trabajo y por tanto se hará referencia a IEC sin que esto indique que el estudio no aplique para otros diferentes sistemas de control.

Cada país adopta una preferencia por algún tipo de normativa, sin embargo, los sistemas desarrollados para la supervisión y control, y sobre todo para centros de control, tienen a implementar cualquiera de los estándares actuales avalados por entidades internacionales. Sin embargo, tiempo atrás, los sistemas desarrollaban métodos de comunicación propietarios, lo cual limitaba la implementación de la supervisión y el control a un sólo fabricante, sin embargo, la tendencia llevó a tener métodos de comunicaciones comunes a todos los sistemas y esto condujo a lo que se conoce como interoperabilidad (ABB Communication Protocols, 2013) (Efficient telecontrol with SINAUT, 2017).

En el caso de Colombia, el Consejo Nacional de Operación (CNO) determina las metodologías para desarrollar la supervisión y el control. El CNO es un organismo que vela por la ejecución del reglamento eléctrico en Colombia y lo hace estableciendo acuerdos técnicos para garantizar la operación confiable, segura y económica (CNO, s.f.). En el CNO (CNO, s.f.) ha acordado usar los protocolos de IEC para viabilizar el Control Automático de la Generación, en particular aquellos que forman parte de la familia IEC 60870 designados para operación desde centros de control. Esto implica usar cualquiera de las posibilidades que ofrecen estos protocolos y la decisión entre usar una u otra, depende de los acuerdos de integración al momento de la implementación, de la experiencia de la persona que realiza las configuraciones y de las posibilidades que hayan sido implementadas en los sistemas de control.

## CAPÍTULO 3

### AGC EN LOS SISTEMAS DE SUPERVISION Y CONTROL

Anteriormente se describió que la función de AGC tiene como objetivo mantener la frecuencia de un área del sistema eléctrico en un valor cercano al nominal y mantener un margen de error mínimo en los intercambios de potencia entre diferentes áreas de un sistema eléctrico interconectado, y para esto se definió el error de control de área como:

$$ACE = \sum_i (P_{TIEi}^{sch} - P_{TIEi}) - 10\beta(f_{area} - f_{area}^{sch}) \quad (2)$$

Con la premisa de mantener el *ACE* cercano a cero a lo largo del tiempo, se envía el remanente de potencia calculado a partir del *ACE* a los generadores involucrados en este control. Si hubiera solo un generador a cargo del AGC, la señal del *ACE* después de pasar por el controlador PID, se enviaría a dicho generador. En la realidad el AGC de un sistema de potencia a gran escala es suplido por varios generadores ya que la capacidad de uno sólo no basta para suplir las diferencias de potencia del *ACE*. De esta forma a cada generador involucrado le corresponde suplir una parte del *ACE* mediante un reparto de la señal de control. La siguiente figura ilustra el reparto de esta señal de control en todos los generadores. Inicialmente se tiene la desviación de frecuencia traducida en potencia por medio del factor de sesgo o *bias* del área,  $\beta$  y se obtiene el *ACE* sumando también la

desviación de potencia debida al intercambio (TIE). Usualmente, para evitar el sobre control, se usa un filtro para suavizar el  $ACE$ . Luego de esto, se obtiene la señal de control después del controlador PID y se reparte en  $N$  generadores mediante unos valores llamados factores de participación  $\alpha_i$  y así se va la señal de control a cada uno de los generadores.

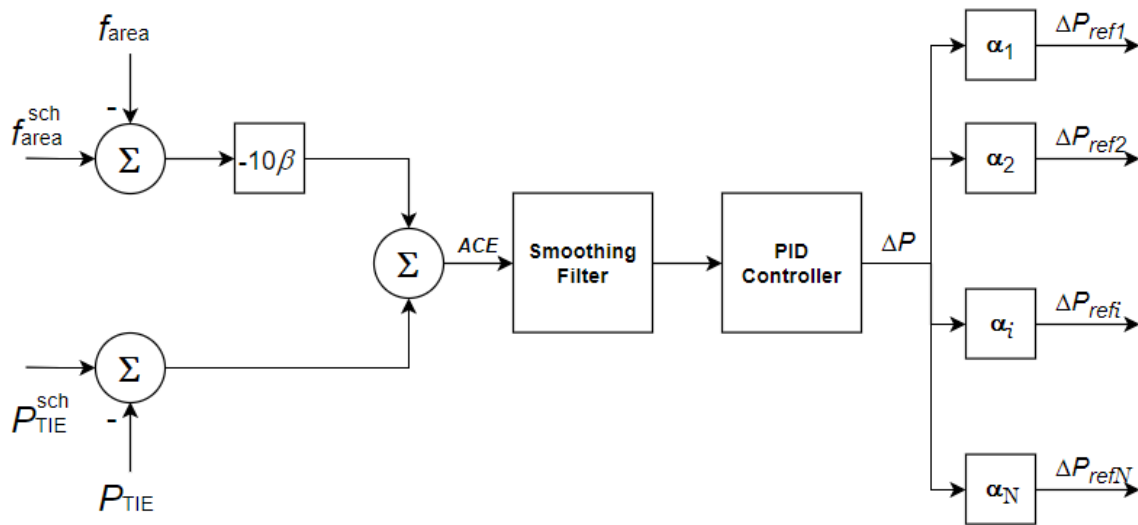


Figura 1. Obtención de las señales de control para los generadores.

Con el fin de lograr que el remanente de potencia sea suplido en su totalidad por los  $N$  generadores se debe cumplir que:

$$\sum_{i=1}^N \Delta P_{refi} = \Delta P \quad (3)$$



Dado que:

$$\Delta P_{refi} = \alpha_i \Delta P \quad (4)$$

La escogencia de los factores de participación  $\alpha_i$  para cada generador se realiza con los siguientes criterios:

Por las ecuaciones (3) y (4):

$$\sum_{i=1}^N \alpha_i = 1 \quad (5)$$

Debido a que todos los generadores no responden igual, suelen haber criterios adicionales, algunos de ellos mutuamente excluyentes:

*Por margen de regulación:* Se asigna un factor mayor a aquel generador que cuente con mayor posibilidad de variación de potencia y al resto se les asigna proporcional a su margen.

*Por margen de regulación y velocidad de respuesta:* Se asigna un factor mayor a aquel generador que cuente con una ponderación mayor de su posibilidad de variación de potencia y su velocidad de variación, al resto se les asigna proporcional a esta ponderación.

*Para mantener la generación cercana a un valor base:* Dado que cada generador que realiza AGC, también participa en un despacho económico, es deseable que ellos tiendan a tener un valor cercano a esa base.

*Manualmente:* El operador del AGC controla estas participaciones.

Se dice que la función AGC presenta un fallo cuando total o parcialmente no es suplido el valor de potencia remanente para llevar el *ACE* a cero y esto se puede dar porque de cierta manera algunos repartos de potencia no lograron llegar a los generadores, hay un incidente en el cálculo de los factores de participación o porque alguna o algunas mediciones en función del tiempo, difieren de la realidad, siendo en este caso las más críticas, la medición de la frecuencia y la medición de los intercambios reales de potencia.

Aun cuando estos fallos suelen suceder en la realidad, pueden ser representados introduciendo perturbaciones en las señales de control que se van a los generadores. De este modo el fallo de alguna o algunas de las señales de control irá en detrimento del comportamiento esperado para mantener la frecuencia del sistema y los intercambios, puesto que pasa a conformar un efecto de ruido en el sistema de lazo cerrado. Evidentemente, el controlador PID podrá aun seguir controlando el *ACE* aún con la presencia de perturbaciones (Åström & Wittenmark, 1990) (Ogata, 1995) pero en la realidad se aumenta el riesgo de no poder lograrlo y de este modo, el generador debe ser atendido técnicamente con el objeto de corregir la perturbación, es decir, no es suficiente

con que el generador sea excluido del control, sino que debe existir una situación de alerta de perturbación que debe ser atendida.

La siguiente figura muestra una manera de representar estas señales de perturbación, cada una de ellas de diferentes características; puede ser que una de ellas anule transitoriamente su participación en el control del ACE representando así que la señal de control se perdió o que la señal de control no fue enviada al generador en uno o unos instantes de muestreo.

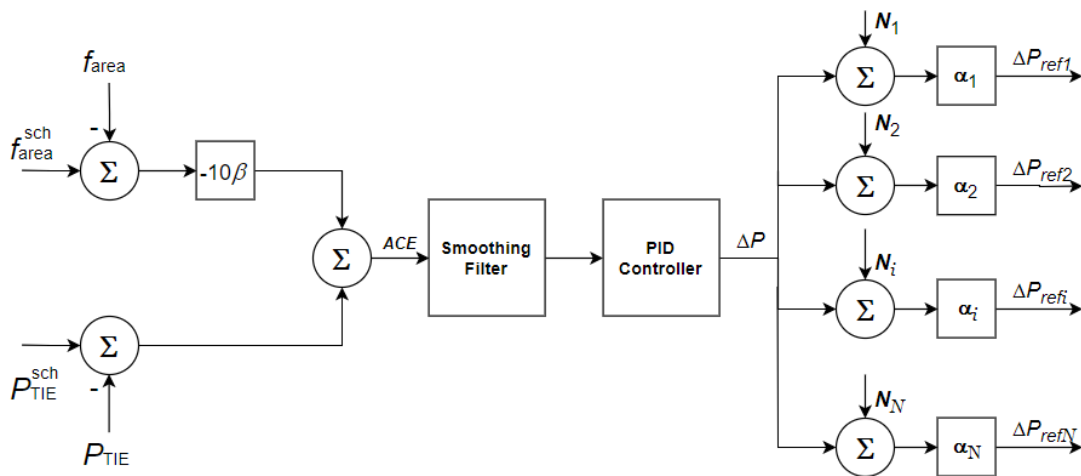


Figura 2. Obtención de las señales de control para los generadores afectadas por el ruido.

Las perturbaciones de este tipo son la más comunes en los sistemas de AGC y se pueden ver de la misma forma a pesar de obedecer a diferentes causas. Entre algunas de las causas se distinguen algunas como:

- El envío del comando falló.
- El comando se envió, pero su ejecución no fue exitosa.
- El comando se envió, su ejecución fue exitosa pero la medición no reflejó la respuesta al comando.
- La supervisión de la potencia activa no tiene la resolución adecuada.
- La supervisión de la potencia activa llega al centro de control con un retardo alto.

## **CAPÍTULO 4**

### **ESTÁNDARES PARA LA INTEROPERABILIDAD EN EL AGC**

Aunque en Colombia, como fue indicado anteriormente, se adopten los estándares de IEC para realizar la supervisión y el control de los sistemas eléctricos, no existe una indicación técnica o normativa sobre qué tipos de señalización usar en cada caso o qué tipos de configuración realizar, mientras estas no se salgan del alcance de las normas IEC. En la actualidad se trabaja en propuestas para establecer especificaciones sobre los tipos de datos según el caso de supervisión, no obstante, es un tema que se encuentra abierto a discusiones en Colombia aún hoy día. Para el caso de otros países como Chile, Perú, República Dominicana, entre otros de Centroamérica y Suramérica, la pregunta sobre qué tipo de datos usar en la supervisión y el control de la generación, siempre ha sido una inquietud recurrente (XM S.A.E.S.P. & MVM Ingeniería de software, 2017) (XM S.A.E.S.P. & MVM Ingeniería de software, 2017) (CDEC SING, HART ECC, & XM S.A.E.S.P., 2015) (CENACE & XM S.A.E.S.P., 2003) (COES SINAC & XM S.A.E.S.P., 2007).

En Colombia, el Centro Nacional de Despacho (CND) de XM S.A.E.S.P. es quien se ocupa de realizar el AGC; cuenta con un sistema SCADA-AGC-EMS que soporta los diferentes protocolos de la familia IEC 60870 y se vale de ellos para realizar la supervisión

y el control de toda la red eléctrica, incluyendo transmisión y la generación, así como el envío automático de comandos a los generadores participantes en el AGC. En el mismo orden de ideas, existe una gran posibilidad de usar libremente las configuraciones posibles para los sistemas de controles remotos. También hay una amplia posibilidad utilizar datos históricos para analizar y determinar si un comportamiento puede considerarse bueno, deficiente o erróneo. En efecto, diariamente se realiza un análisis de la operación para determinar posibles mejoras a causa de fallos o deficiencias en el desempeño del control automático de la generación, y para esto se usan los datos históricos de la operación y herramientas estadísticas.

Se plantean los enunciados más relevantes de las normas IEC (International Electrotechnical Commission, Telecontrol equipment and systems – Part 5-101, 2003) (International Electrotechnical Commission, Telecontrol equipment and systems – Part 5-104, 2006) para el control remoto de equipos eléctricos de potencia, haciendo énfasis en aquellos que están involucrados en el control de la generación.

El modelo OSI es un modelo de referencia de muy amplio uso en los sistemas que usan redes de datos, y en especial IEC hace referencia a él en sus normas IEC 60870 (International Electrotechnical Commission, Information Technology - Open Systems Interconnection, 1994). Este modelo consiste de 7 capas de información apiladas en un orden jerárquico desde la capa 1 como nivel más bajo y conocido como capa física, hasta

la capa 7 que es el nivel más alto, conocido como la capa de aplicación. Una manera sencilla de ilustrarlo es decir que la capa física comprende las conexiones entre computadoras como los cables de conexión, y la capa de aplicación comprende aplicaciones sofisticadas para el manejo de información como los servicios de correo electrónico (SMTP, POP) o de consulta de archivos (FTP).

Los protocolos IEC 60870-5 toman 3 capas del modelo OSI por la facilidad de interactuar entre un centro de control y algún equipo desatendido y controlado remotamente, es conocido como el modelo simplificado. Estos protocolos consideran una arquitectura tipo maestro-esclavo, en el sentido de que los equipos remotos son estrictamente controlados por maestros y no tienen autonomía de operación.

En contraste con esto, el protocolo IEC 60870-6 (también conocido como ICCP de sus siglas en inglés *Inter-control Center Communications Protocol*), al ser usado para la conexión de datos entre dos o más centros de control, y por tanto ambas partes tienen autonomía de operación, manejan una arquitectura tipo cliente-servidor. Para lo anterior se valen de las 7 capas del modelo OSI en lugar del modelo simplificado en 3 capas.

En la figura 3 se ilustra lo anterior, entendiendo que el modelo OSI está ampliamente descrito en (International Electrotechnical Commission, Information Technology - Open Systems Interconnection, 1994); para lo cual los estándares IEC 60870-5 usan la capa

física, la capa de enlace y la capa de aplicación mientras el IEC 60870-6 usa todas las capas.

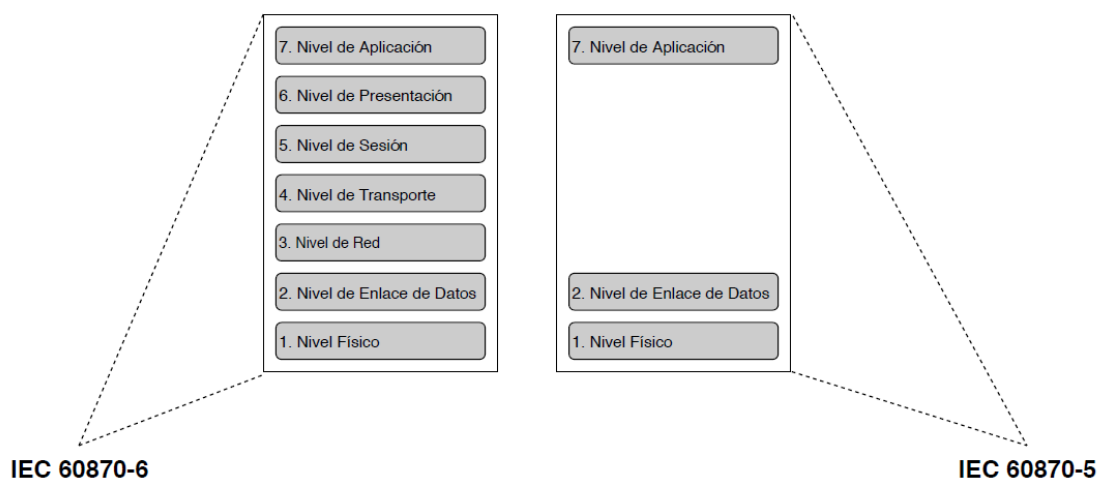


Figura 3. Modelo OSI para los protocolos IEC 60870.

Si bien cualquiera de los protocolos IEC mencionados se ajustan a las implementaciones de AGC, las implementaciones de IEC 60870-6 resultan mucho más costosas que las de IEC 60870-5, sin entregar mayor valor agregado puesto que el AGC se basa en control remoto y por tanto se ajusta muy bien a una arquitectura maestro-esclavo, no obstante, no limita el uso de otro tipo de arquitectura.

Tomando el modelo OSI para los sistemas de AGC, en la capa física se ubican los circuitos de conexión que comunican los equipos de frontera del sistema SCADA-AGC-EMS con los de los actuadores del generador. Estas redes se extienden a largas distancias desde el centro de control del CND hasta cada una de las localizaciones de los generadores.



En la capa de enlace se define la transmisión digital de datos entre los sistemas, que según las normas IEC, en caso de ser una transmisión balanceada se requiere una conexión de punto a punto y en el caso de una transmisión desbalanceada se pueden usar conexiones desde un sistema SCADA hacia varias estaciones controladas remotamente. La normativa se refiere a una transmisión balanceada o desbalanceada tomando como base la forma en la cual los paquetes de datos de medición fluyen entre el maestro y el esclavo, respondiendo el esclavo con datos hacia el maestro en el caso desbalanceado, solamente cuando el maestro realiza ciertos tipos de solicitudes y no de forma espontánea como en el caso balanceado.

Por otro lado, en la capa de aplicación son definidos los elementos de información, tipos de datagramas y las funciones de aplicación que envuelven la transmisión de unidades de datos del protocolo de aplicación (APDU por sus siglas en inglés *Application Protocol Data Unit*).

Los datos útiles en los paquetes de los protocolos IEC 60870-5 se componen de uno o varios APDU, cada uno de los cuales contiene el detalle de los datos enviados en el protocolo, ya sean estos de supervisión o de control. Un APDU se compone de un encabezado llamado APCI (*Application Protocol Control Information*) y un contenido de datos llamado ASDU (*Application Service Data Unit*). La razón de esta división es saber en todo momento de la comunicación, cuál es el inicio y fin de cada paquete de datos, dado

que la transmisión de datos en estos protocolos es de tipo *stream* y por lo tanto debe existir este mecanismo para identificar los datos entre todo el paquete.

Es una práctica común en la descripción de los protocolos de comunicación el uso de cajas de 8 bits como palabra de información, por lo que, en lo que sigue, para referirse a estas palabras, se hará referencia a un caracter, octeto o byte de forma indistinta ya que, en términos de estos protocolos, tienen la misma interpretación.

La figura 4 ilustra el contenido de un APDU:

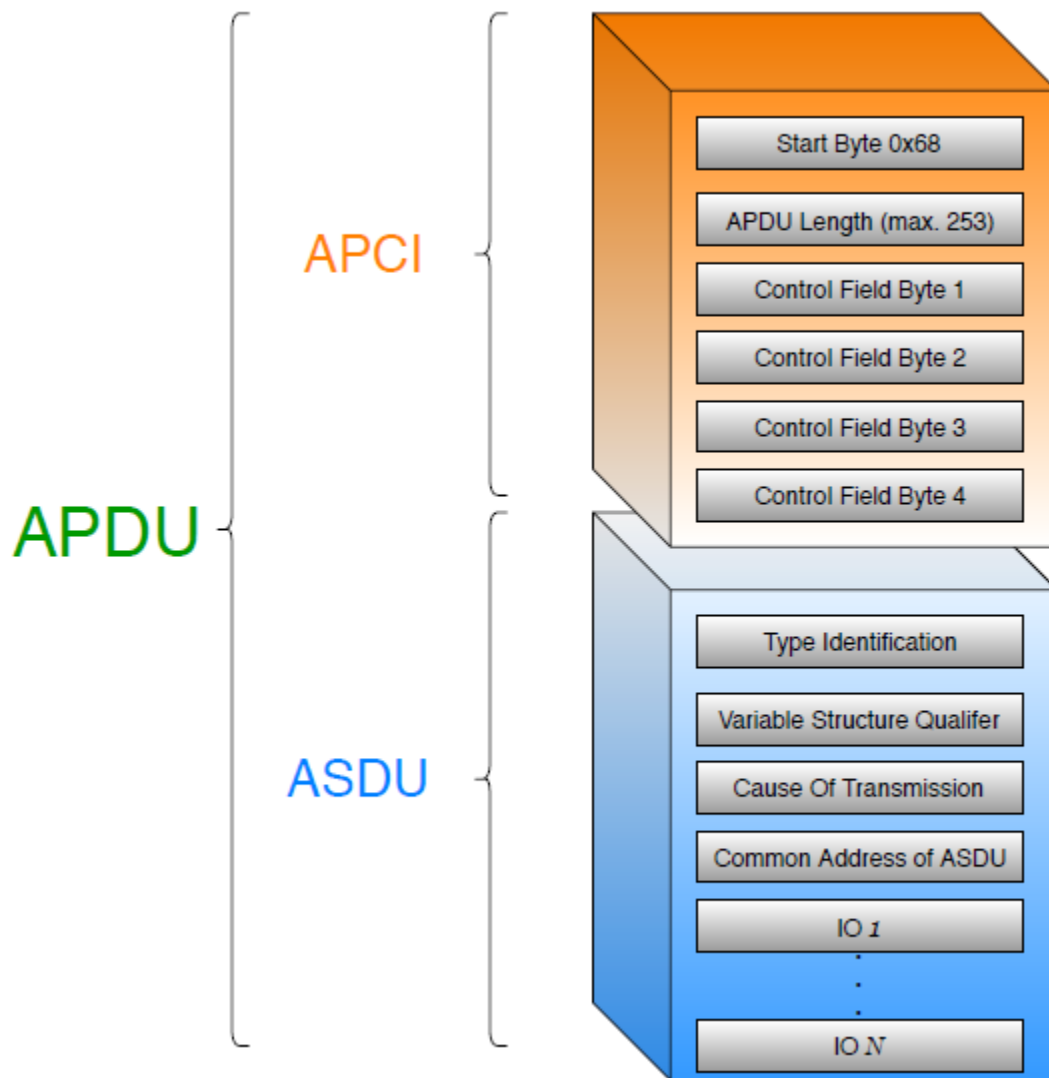


Figura 4. Estructura de un APDU.

El APCI contiene el inicio, que es siempre el carácter 0x68 (0x68 en hexadecimal, carácter “h” o byte 1101000), y el tamaño del ASDU seguido de 4 caracteres de control. El ASDU contiene los datos de supervisión o control definidos en los estándares IEC como sigue:

- *Type Identification*: Tipo de dato, **TypeID**.
- *Variable Structure Qualifier*: VSQ.
- *Cause of Transmission*: **COT**.
- *Common Address of ASDU*: Dirección para la identificación del ASDU.
- *Information Objects*: uno o más objetos de información, **IO**.

Cada IO contiene un dato de supervisión o de comando, el cual a su vez tiene una dirección única que lo identifica (y que es diferente de la dirección del ASDU, la cual es común para todos los IO), seguido de la información de la variable, como su valor, su calidad y estampa de tiempo; esta información depende de cada TypeID, puesto que en los estándares, el contenido de la información de esta variable es definido con detalle para cada uno de los posibles tipos de dato de cada protocolo. La figura 5 muestra cómo están distribuidos los IO.

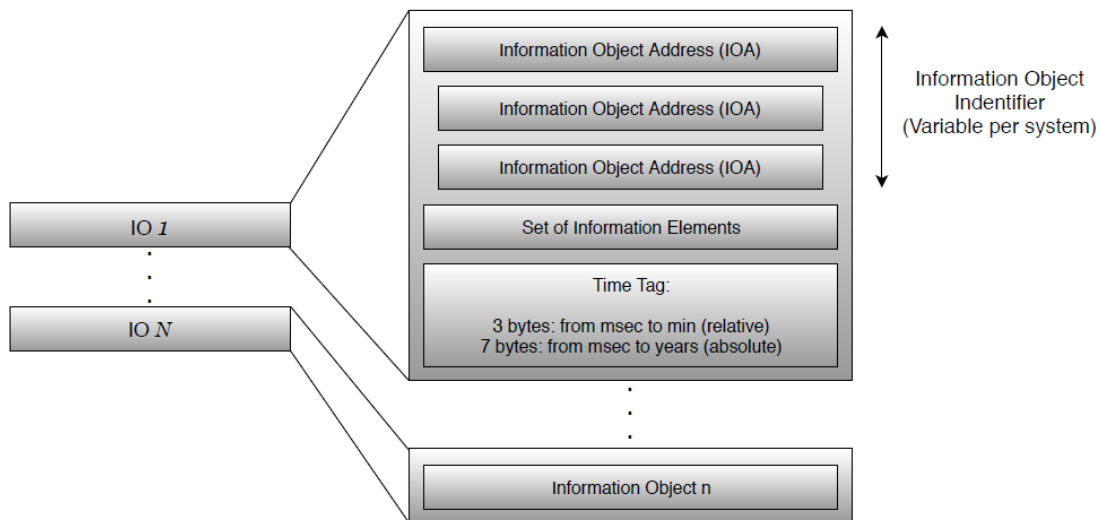


Figura 5. Objetos de Información.

La interoperabilidad depende del protocolo implementado, cada uno tiene sus parámetros obligatorios, opcionales, viables e inviables. También pasa a depender de la implementación particular en los equipos de frontera, ya sea en el generador o en el sistema SCADA-AGC-EMS del centro de control. En particular, la figura 6 muestra un ASDU disponible en ambos protocolos IEC 60870-5-101 e IEC 60870-5-104, en el cual un IO es definido en detalle con toda su información, de esta forma cada equipo podrá interpretar de forma unívoca la información contenida en él.

0 0 1 0 0 1 0 0	TYPE IDENTIFICATION	
0	Number <i>i</i> of objects	VARIABLE STRUCTURE QUALIFIER
Defined in 7.2.3		CAUSE OF TRANSMISSION
Defined in 7.2.4		COMMON ADDRESS OF ASDU
Defined in 7.2.5		INFORMATION OBJECT ADDRESS
Fraction		IEEE STD 754 = Short floating point number, defined in 7.2.6.8
Fraction		
E	Fraction	INFORMATION OBJECT 1
S	Exponent	
IV <sup>1</sup> NT <sup>1</sup> SB <sup>1</sup> BL <sup>1</sup> 0 <sup>1</sup> 0 <sup>1</sup> 0 <sup>1</sup> OV		QDS = Quality descriptor, defined in 7.2.6.3
CP56Time2a Defined in 7.2.6.18		Seven octet binary time
Defined in 7.2.5		INFORMATION OBJECT ADDRESS
Fraction		IEEE STD 754 = Short floating point number, defined in 7.2.6.8
Fraction		
E	Fraction	INFORMATION OBJECT <i>i</i>
S	Exponent	
IV <sup>1</sup> NT <sup>1</sup> SB <sup>1</sup> BL <sup>1</sup> 0 <sup>1</sup> 0 <sup>1</sup> 0 <sup>1</sup> OV		QDS = Quality descriptor, defined in 7.2.6.3
CP56Time2a Defined in 7.2.6.18		Seven octet binary time

Figura 6. Objetos de Información para el ASDU **M\_ME\_TF\_1**, TypeID: 36 (tomado de la norma IEC 60870-5-101).

Para el AGC, existen diferentes ASDU tanto para la supervisión como para el control. Los generadores en Colombia envían la información de supervisión de las potencias activas, reactivas, voltajes y corrientes del generador en tiempo real mediante los siguientes TypeID:

- 13: *Measured value, short floating-point number*: **M\_ME\_NC\_1**
- 36: *Measured value, short floating-point number with time tag*: **M\_ME\_TF\_1**

El ASDU M\_ME\_NC\_1 es un valor de tipo punto flotante de 4 byte sin estampa de tiempo y el ASDU M\_ME\_TF\_1, con estampa de tiempo. El protocolo IEC 60870-5-101 admite el uso de un ASDU con TypeID 14, que es el mismo de punto flotante con una estampa de tiempo relativa que solo contiene el detalle de los minutos y segundos. Por razones de inexactitud en el cálculo del tiempo en estas estampas, el protocolo IEC 60870-5-104 ha eliminado de su lista este tipo de estampa de tiempo relativa y por tanto los generadores actuales han dejado de usarla.

Los anteriores tipos corresponden a la supervisión en la dirección de monitoreo, es decir que son las medidas del generador que se envían al centro de control, en otras palabras, en la dirección del esclavo al maestro. En cuanto a los comandos, que van en la dirección de control, o del maestro SCADA-AGC-EMS hacia el generador, se usan en Colombia los siguientes tipos:

- 48: *Set point command, normalised value*: **C\_SE\_NA\_1**
- 50: *Set point command, short floating-point value*: **C\_SC\_NC\_1**

Existen en los protocolos 14 tipos de comandos para equipos eléctricos (además de otros comandos propiamente del control de protocolo). Los que aplican para telecontrol de relés, los que aplican para telecontrol de interruptores y seccionadores, los que aplican para telecontrol de cambiadores de tap de transformadores bajo carga; todos los anteriores

comandos digitales, y los comandos análogos (o tipo *setpoint*) que aplican para equipos como controladores de tensión y controles de generación, por lo que para los generadores se usan el 48 y 50 ya que son telecontroles analógicos normalizado o de punto flotante.

### **Comandos relativos y absolutos**

Se entiende por comando relativo a una variable controlada, aquel cuya interpretación para dicha variable es un comando de cambio en el valor de ella. Así por ejemplo si la variable controlada tiene un valor de tiempo real  $x$ , con un comando relativo  $c$ , la variable deberá llegar a tener un valor de  $x + c$ .

Por otro lado, un comando absoluto a una variable controlada es aquel cuya interpretación es que dicha variable deberá tomar el valor del comando. Así por ejemplo si la variable controlada tiene un valor de tiempo real  $x$ , con un comando relativo  $c$ , la variable deberá llegar a tener un valor de  $c$ .

Lo anterior genera una diferencia sustancial en el comportamiento de la variable controlada, ya que si la medida de la variable  $x$  es tomada con resolución de punto flotante de 4 bytes, un comando absoluto deberá tener la misma resolución de 4 bytes; mientras que un comando relativo podrá tener una resolución menor considerando que los cambios de la variable  $x$  pueden ser escalados mediante un valor fijo considerando los límites de



actuación del control. Para esto, los desarrollos de la ingeniería de AGC en los diferentes generadores han adoptado en Colombia, los comandos relativos con ASDU de TypeID 48 y los absolutos con el ASDU de TypeID 50.

La figura 7 ilustra dos comandos enviados a la misma variable  $x$ , relativos y absolutos con  $c_1 > 0$  y  $c_2 < 0$  que ocurren en diferentes tiempos.

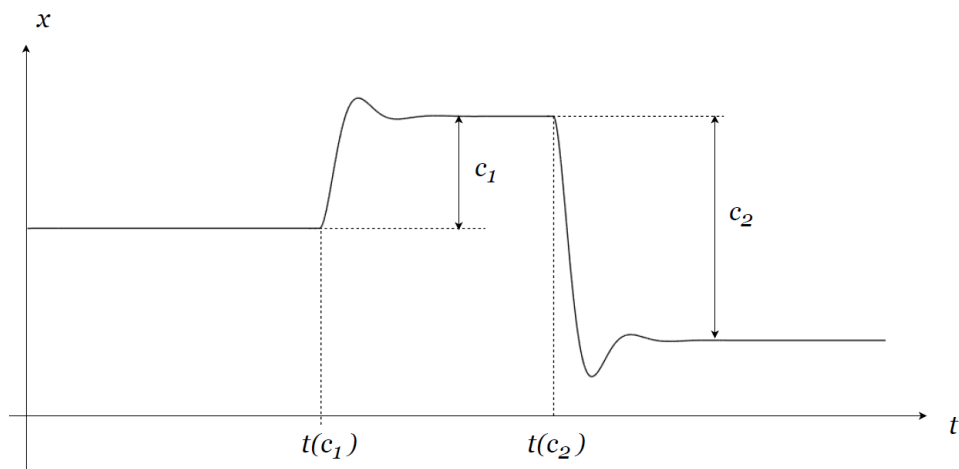


Figura 7 (a). Comandos relativos para una variable controlada  $x$ .

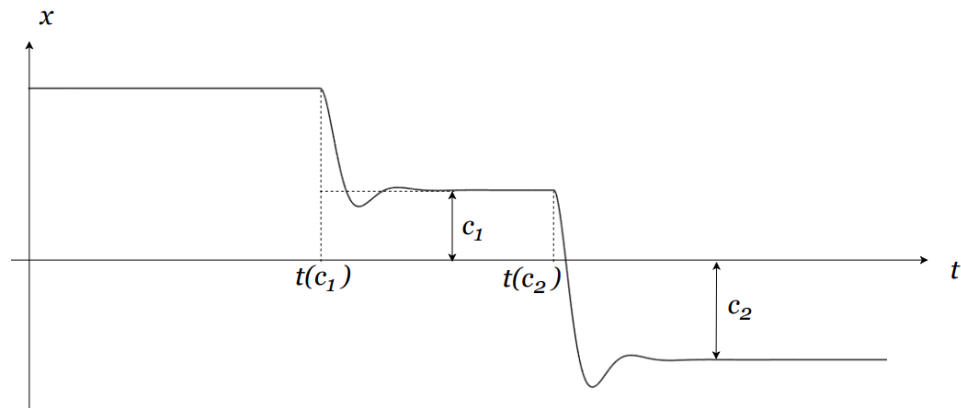


Figura 7 (b). Comandos absolutos para una variable controlada  $x$ .

Para el AGC, la variable controlada  $x$  corresponde a la potencia activa generada por el generador bajo AGC, los comandos absolutos (de ASDU C\_SC\_NC\_1) son números de punto flotante de 4 bytes y su analogía con la variable controlada es directa, es decir que el comando va dirigido en MW de generación. Por otro lado, para los comandos relativos (de ASDU C\_SE\_NA\_1), según los protocolos de comunicación, son de 1 byte o 1 carácter, esto es, un número entero con signo que va entre -127 y 128. En ese rango se ubican todos los cambios de la excursión de la variable  $x$  mediante un factor de conversión. Las unidades de los comandos relativos se expresan en una cantidad conocida como pulso, representada por un carácter o un byte y tiene una tabla de conversión lineal con la variación comandada para la variable,  $\Delta x$ , como se muestra en la figura 8. De esta forma la variable  $x$ , mediante el comando  $c$  puede hacer una excursión total dentro del rango  $[x + \text{mín}(\Delta x), x + \text{máx}(\Delta x)]$ .

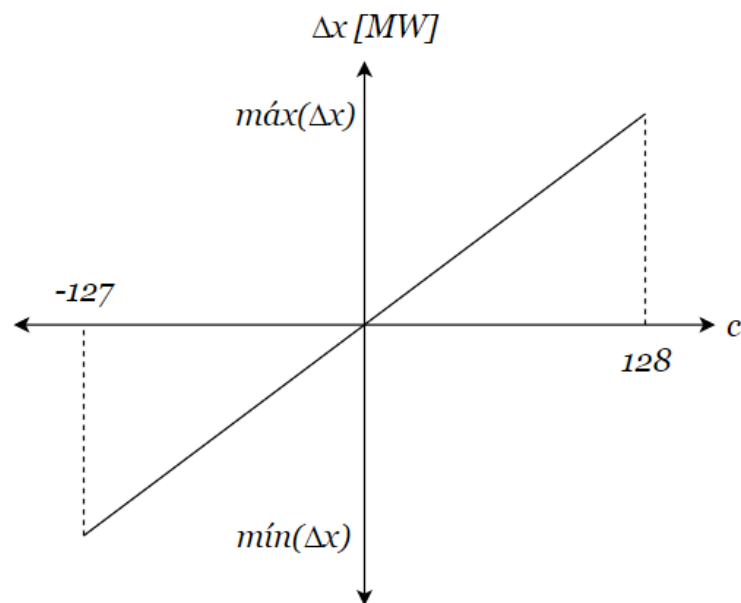


Figura 8. Tabla de conversión de comandos relativos.

## CAPÍTULO 5

### SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN BAJO AGC

Un sistema de control de la generación es un sistema de control digital clásico que requiere de una gran robustez ya que hereda las características de los sistemas de tiempo real que manejan equipos de alto costo, impacto socioeconómico y misión crítica. Usualmente los controles locales en las plantas de generación son diseñados para tal fin conservando los criterios de seguridad basados en la conservación de los equipos y sobre todo del mismo generador.

Una vez se tiene el objetivo de regular la frecuencia de un sistema eléctrico interconectado, entran factores adicionales a jugar un papel importante tales como conservar la seguridad sistémica y manejar a control remoto diferentes equipos ubicados en zonas geográficas distantes. Para esto es necesario que el controlador tenga como mínimo las siguientes características:

- Robustez en la calidad de la información que maneja.
- Cálculo de múltiples señales de control.
- Simulación del comportamiento esperado de los generadores.
- Seguimiento del comportamiento en tiempo real.

Bajo estas premisas, se definen variables para estas características con el fin de determinar después los comportamientos esperados mediante simulaciones y comparaciones. Estas son:

- $P_c$ : Señal de control de AGC, la cual es la señal de control calculada por el AGC para un generador en particular, ya sea relativa o absoluta.
- $P_{sim}$ : Simulación de la respuesta del generador al comando  $P_c$  teniendo en cuenta un modelo que se ha ajustado previamente.
- $M$ : Indicador de robustez en la calidad de la información de la respuesta.
- $P$ : Respuesta en tiempo real del generador bajo AGC.

En el final del capítulo 3 se mencionaron distintos tipos de perturbaciones que serán objeto de análisis y tienen que ver con diferentes afectaciones de la respuesta de cada generador ante los comandos que son enviados por el AGC. Para esto se han tomado varios escenarios reales de operación del AGC elegidos a propósito con el fin de poder compararlos y determinar con hechos y datos las cantidades que se proponen para el análisis. Se plantea de esta manera, comparar la respuesta de distintos generadores bajo el mismo escenario de AGC usando los dos diferentes tipos de comandos descritos en el capítulo 4. Como es de esperarse, debe haber una medida del desempeño aplicada a los diferentes generadores bajo AGC. Para evaluar el desempeño de sistemas de AGC, han

sido propuestas diferentes técnicas con diferentes alcances. En (Luo, y otros, 2011) (Sujan, Nwankpa, & Gravener, 2000) se describe una metodología muy usada para observar cómo el sistema controla la frecuencia; esta no es útil en este estudio ya que se quieren comparar los desempeños de generadores individuales y no el del sistema de AGC completo; este último ya ha sido bastante analizado por diferentes trabajos y metodologías. Por otro lado, (Rao, Ting-ting, & Wei-dong, 2009) describe una metodología para evaluar el desempeño de los generadores bajo AGC; esta metodología se basa en la forma en la que el valor medido de la potencia activa se aproxima a una curva ideal de respuesta basada en la rampa declarada para cada generador. Si bien este modelo funciona muy bien para evaluar cómo cada generador se ajusta al modelo implementado, no es el propósito del estudio en este trabajo. Aquí la respuesta esperada del generador ya se tiene en tiempo real puesto que la etapa previa de ajuste al modelo ya se ha hecho, y no se pretende invalidar de ningún modo las desviaciones que tenga el generador respecto a su modelo. Lo que realmente se pretende es comparar una métrica cualquiera respecto a la repuesta esperada con la respuesta real teniendo ambas con datos reales.

En este sentido, una medida válida para realizar la comparación bajo el mismo escenario es la calculada por las diferencias de ambas respuestas en el tiempo de los datos elegidos:

$$M = \frac{\|P_{sim}(t) - P(t)\|_2}{\|P(t)\|_2} \quad (6)$$

De acuerdo con lo anterior, se está comparando con un total en una ventana de tiempo discreto la desviación de la medida de potencia respecto a la respuesta esperada y esta comparación es normalizada por la potencia real. La serie de tiempo que representa a la potencia real es la misma en todos los casos, y por esto es el punto de comparación. Luego, se va a simular la respuesta del generador ante comandos que han sido perturbados arbitrariamente en algún escenario, para luego observar el comportamiento de la métrica escogida antes y después de perturbar el escenario.

Para realizar la simulación de los sistemas ante las distintas perturbaciones ya mencionadas, los datos de tiempo real son alterados o perturbados como se indicó en la figura 2 en el caso de los comandos, o bien se alteran los datos de las medidas reales para simular otro tipo de perturbaciones. Para el caso en el cual el comando de potencia es alterado, se hace necesario recalcular  $P_{sim}$  ya que la respuesta esperada ante estos comandos calculados por el AGC permanece igual, mientras que la real se ve afectada por otras condiciones y se hace necesario averiguarla. Se realiza esto mediante el recálculo de  $P_{sim}$  con el siguiente procedimiento:

1. Determinar el mejor modelo que representa al generador basado en la respuesta al comando sin perturbaciones. En general para la respuesta al AGC, es suficiente usar un modelo discreto de primer orden.
2. Alterar el comando que se envía al generador.

3. Simular la respuesta ante el comando perturbado usando el modelo obtenido.

La simulación debe ser lineal. Los comandos relativos generan no linealidad en el modelo de AGC del generador. Entonces se realiza la interpretación física cuando el generador es controlado mediante comandos relativos, de la siguiente manera: Un generador interpreta un comando relativo como una proporción de lo que debe subir o bajar en generación, y esta proporción en Colombia es conocida como Piff\_Step, aquí en este documento se referencia como la constante  $ps$ , que es definida para cada generador.

$$ps = \frac{P_c [MW]}{P_c} \quad (7)$$

De esta forma, y como ya fue explicado en el capítulo 4, el comando relativo en MW debe deducirse de la potencia real actual mediante la siguiente fórmula:

$$P_c [MW](t) = P(t) + ps P_c(t) \quad (8)$$

Con base en lo anterior ya es posible recalcular la medida de desempeño definida en la ecuación 6 con y sin la perturbación; la razón entre la medida con perturbación y sin perturbación definirá cuál generador se comporta mejor ante los dos tipos de comandos en la medida en que las métricas sean más cercanas.



Por otro lado, el modelo que mejor representa al generador, necesario para validar el punto 1 del procedimiento, se calcula con un algoritmo clásico de identificación de sistemas digitales, tal como el modelo output-error, disponible en Matlab. Se altera el comando al generador modificando algunos de los datos reales para que se ajusten a alguna de las perturbaciones mencionadas y luego se pasa este nuevo comando por el modelo identificado mediante un algoritmo de simulación lineal discreta, también disponible en Matlab o en Simulink. Con esto ya se tiene la respuesta al comando alterado y se procede a comparar las métricas.

Para las diferentes perturbaciones mencionadas al final del capítulo 3, se procede a alterar los datos reales del siguiente modo:

- El envío del comando falló: Se eligen unos valores en el tiempo para los comandos y si el comando es relativo se reemplazan por ceros; si el comando es absoluto, se reemplazan por el mismo valor anterior.
- El comando se envió, pero su ejecución no fue exitosa: Los comandos no son alterados, pero se preserva el mismo valor de potencia real medida para las siguientes muestras en la medida.
- El comando se envió, su ejecución fue exitosa pero la medición no reflejó la respuesta al comando: Se utiliza la misma estrategia anterior.

- La supervisión de la potencia activa no tiene la resolución adecuada: Se alteran las mediciones truncando decimales de sus valores.
- La supervisión de la potencia activa llega al centro de control con un retardo alto: Se aplica un retardo eventual a las mediciones en algún punto de ellas.

## **CAPÍTULO 6**

### **RESULTADOS**

El objetivo central de este trabajo es evaluar unidades bajo AGC realizando un análisis sobre la manera en la cual responden a dos tipos de comandos. En el capítulo anterior se mencionaron las técnicas a utilizar para realizar dicha evaluación.

Fueron elegidas las muestras de la operación del AGC en Colombia para los escenarios de la tabla 2 en diferentes períodos de tiempo, tomando en cuenta que en tales ventanas de tiempo estuvieran bajo AGC de forma simultánea generadores controlados por comandos relativos y absolutos; y de esta manera las comparaciones tengan sentido. Los generadores involucrados en los escenarios tienen las configuraciones de comando de la tabla 1.

La selección de los períodos de tiempo para los escenarios de AGC se realizó tomando la muestra del control remoto de todos los generadores en una ventana de tiempo amplia. Luego comparando cuáles estuvieron bajo control remoto por medio del AGC del Centro Nacional de Despacho se seleccionaron ventanas de tiempo en las cuales la operación del AGC contara con combinaciones de generadores con comandos de ambos tipos C\_SE\_NA\_1 y C\_SC\_NC\_1 (En otras palabras, relativos y absolutos).

Tabla 1

*Generadores por tipo de comando.*

<b>Generador</b>	<b>ASDU</b>	<b>Tipo de comando</b>
Paraíso-La Guaca	C_SC_NC_1	Absoluto
La Tasajera 3	C_SE_NA_1	Relativo
San Carlos 3	C_SC_NC_1	Absoluto
San Carlos 4	C_SC_NC_1	Absoluto
Alto Anchicayá 1	C_SE_NA_1	Relativo
Alto Anchicayá 2	C_SE_NA_1	Relativo
Sogamoso 1	C_SC_NC_1	Absoluto
Sogamoso 2	C_SC_NC_1	Absoluto
Sogamoso 3	C_SC_NC_1	Absoluto

Tabla 2

*Escenarios de operación bajo AGC.*

<b>Escenario</b>	<b>Inicio</b>	<b>Fin</b>	<b>Generadores</b>
<b>1</b>	12/06/2019 21:00	13/06/2019 0:00	Paraíso-La Guaca La Tasajera 3
<b>2</b>	12/06/2019 18:00	12/06/2019 21:00	San Carlos 4 La Tasajera 3
<b>3</b>	12/06/2019 09:00	12/06/2019 18:00	Paraíso-La Guaca San Carlos 3 La Tasajera 3
<b>4</b>	12/06/2019 07:00	12/06/2019 09:00	Paraíso-La Guaca Alto Anchicayá 2 La Tasajera 3
<b>5</b>	12/06/2019 00:00	12/06/2019 07:00	Paraíso-La Guaca Sogamoso 1 Sogamoso 2 Sogamoso 3 La Tasajera 3
<b>6</b>	11/06/2019 12:00	11/06/2019 17:00	Paraíso-La Guaca Alto Anchicayá 1 Alto Anchicayá 2

Para el escenario 1 se describen a continuación los pasos para obtener los resultados y luego se presentan los demás escenarios que servirán como insumo para las

recomendaciones y conclusiones. De los datos de  $P_c$  y  $P_{sim}$  se obtiene un modelo para cada uno de los dos generadores usando el algoritmo de *output-error* así:

$$P_{sim}(t) = \frac{0.1986}{1 - 0.8005 z^{-1}} P_c(t) + e(t) \quad (9)$$

$$P_{sim}(t) = \frac{0.4737}{1 - 0.5262 z^{-1}} P_c(t) + e(t) \quad (10)$$

Los modelos de las ecuaciones 9 y 10 se ajustan a los datos en un 91.42% y un 95.1% respectivamente. Las figuras 9 y 10 muestran gráficamente los datos de  $P_{sim}$  junto con los datos calculados a partir de  $P_c$  con cada uno de los modelos de las ecuaciones 9 y 10.

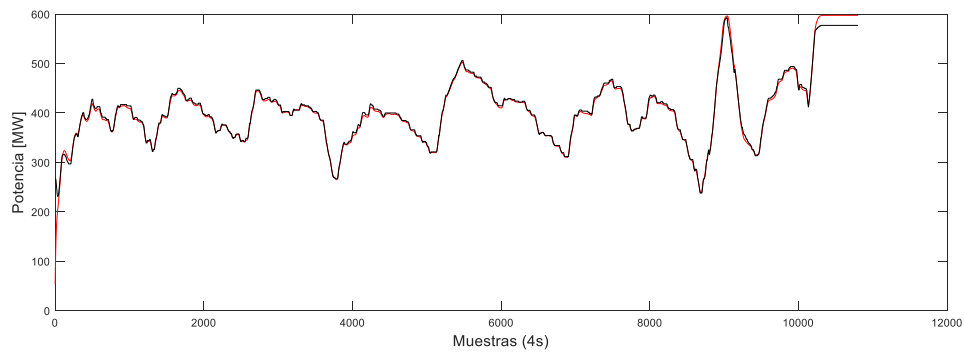


Figura 9. Estimación de los datos de potencia con el modelo 1.

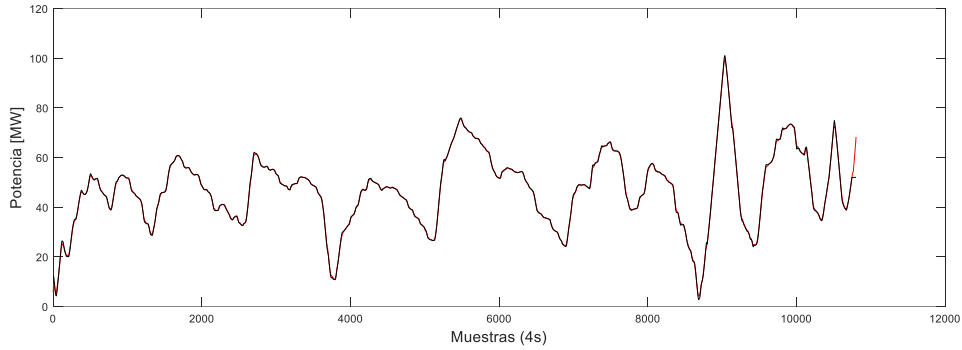


Figura 10. Estimación de los datos de potencia con el modelo 2.

Luego de obtener y validar los modelos, se procede a alterar una sección de los datos de los comandos para obtener una serie de tiempo modificada  $P'_c(t)$  y se realiza una simulación lineal con estos mediante cada modelo, obteniendo la serie de tiempo  $P'_{sim}(t)$  para cada generador.

$$P'_{sim}(t) = \frac{B(z)}{F(z)} P'_c(t) \quad (11)$$

Se calcula la métrica definida en el capítulo 5 para cada uno de los generadores en el escenario con y sin perturbación:

$$M_1 = \frac{\|P_{sim}(t) - P(t)\|_2}{\|P(t)\|_2} \quad (12)$$

$$M_2 = \frac{\|P'_{sim}(t) - P(t)\|_2}{\|P(t)\|_2} \quad (13)$$

Y luego para cada generador se evalúa el crecimiento de la métrica  $\frac{M_2}{M_1}$  obteniendo lo

siguiente:

Tabla 3

*Evaluación de fallas para el escenario 1.*

<b>Generador</b>	<b><math>M_2/M_1</math></b>	<b>Tipo de falla</b>
Paraíso-La Guaca	1.0071	Envío de comando no exitoso
La Tasajera 3	1.0141	Envío de comando no exitoso
Paraíso-La Guaca	1.0000	Comando no ejecutado
La Tasajera 3	1.0000	Comando no ejecutado
Paraíso-La Guaca	1.0001	Retardo
La Tasajera 3	1.0006	Retardo

Siguiendo el mismo procedimiento se estudian los demás escenarios.

Tabla 4

*Evaluación de fallas para el escenario 2.*

<b>Generador</b>	<b><math>M_2/M_1</math></b>	<b>Tipo de falla</b>
San Carlos 4	1.0081	Envío de comando no exitoso
La Tasajera 3	1.0090	Envío de comando no exitoso
San Carlos 4	1.0000	Comando no ejecutado
La Tasajera 3	1.0000	Comando no ejecutado
San Carlos 4	1.0001	Retardo
La Tasajera 3	1.0003	Retardo

Tabla 5

*Evaluación de fallas para el escenario 3.*

<b>Generador</b>	<b><math>M_2/M_1</math></b>	<b>Tipo de falla</b>
Paraíso-La Guaca	1.0048	Envío de comando no exitoso
San Carlos 3	1.0026	Envío de comando no exitoso
La Tasajera 3	1.0008	Envío de comando no exitoso
Paraíso-La Guaca	1.0000	Comando no ejecutado
San Carlos 3	1.0000	Comando no ejecutado
La Tasajera 3	1.0000	Comando no ejecutado
Paraíso-La Guaca	1.0017	Retardo
San Carlos 3	1.0013	Retardo
La Tasajera 3	1.0001	Retardo

Tabla 6

*Evaluación de fallas para el escenario 4.*

<b>Generador</b>	<b><math>M_2/M_1</math></b>	<b>Tipo de falla</b>
Paraíso-La Guaca	1.0005	Envío de comando no exitoso
Alto Anchicayá 2	1.0000	Envío de comando no exitoso
La Tasajera 3	1.0016	Envío de comando no exitoso
Paraíso-La Guaca	1.0000	Comando no ejecutado
Alto Anchicayá 2	1.0000	Comando no ejecutado
La Tasajera 3	1.0000	Comando no ejecutado
Paraíso-La Guaca	1.0001	Retardo
Alto Anchicayá 2	1.0000	Retardo
La Tasajera 3	1.0001	Retardo



Tabla 7

*Evaluación de fallas para el escenario 5.*

<b>Generador</b>	<b><math>M_2/M_1</math></b>	<b>Tipo de falla</b>
Paraíso-La Guaca	1.0001	Envío de comando no exitoso
Sogamoso 1	1.0009	Envío de comando no exitoso
Sogamoso 2	1.0012	Envío de comando no exitoso
Sogamoso 3	1.0012	Envío de comando no exitoso
La Tasajera 3	1.0036	Envío de comando no exitoso
Paraíso-La Guaca	1.0000	Comando no ejecutado
Sogamoso 1	1.0000	Comando no ejecutado
Sogamoso 2	1.0000	Comando no ejecutado
Sogamoso 3	1.0000	Comando no ejecutado
La Tasajera 3	1.0000	Comando no ejecutado
Paraíso-La Guaca	1.0000	Retardo
Sogamoso 1	1.0002	Retardo
Sogamoso 2	1.0003	Retardo
Sogamoso 3	1.0003	Retardo
La Tasajera 3	1.0000	Retardo

Tabla 8

*Evaluación de fallas para el escenario 6.*

<b>Generador</b>	<b><math>M_2/M_1</math></b>	<b>Tipo de falla</b>
Paraíso-La Guaca	1.0014	Envío de comando no exitoso
Alto Anchicayá 1	1.0015	Envío de comando no exitoso
Alto Anchicayá 2	1.0020	Envío de comando no exitoso
Paraíso-La Guaca	1.0000	Comando no ejecutado
Alto Anchicayá 1	1.0000	Comando no ejecutado
Alto Anchicayá 2	1.0000	Comando no ejecutado
Paraíso-La Guaca	1.0008	Retardo
Alto Anchicayá 1	1.0010	Retardo
Alto Anchicayá 2	1.0010	Retardo

La evaluación para los diferentes escenarios de operación de los generadores bajo AGC ante circunstancias de fallo, muestran en general un mejor comportamiento cuando se trata

de aquellas que son configuradas con el ASDU C\_SC\_NC\_1, esto es una característica que en general se evidencia en los generadores que son controlados mediante comandos de absolutos frente a los que son controlados mediante comandos relativos.

### **Resultados relacionados con el proyecto de grado**

Fue presentado un trabajo relacionado con estudios de AGC en el evento XVIII ERIAC celebrado en Foz do Iguaçu, Brasil en mayo de 2019; el cual consistió en usar analítica de datos de tiempo real con sistemas informáticos de XM S.A.E.S.P. para diagnóstico de fallas en el AGC y seguimiento de comandos de los protocolos IEC 60870-5. El artículo presentado lleva el nombre de: Diagnóstico y Seguimiento de la Supervisión y Control de Unidades Bajo AGC Utilizando Analítica de Datos de Tiempo Real, Seguimiento de Comandos e Históricos de PI.

El evento ERIAC tomó lugar dentro del marco de Cigré Brasil como *18° Encontro Regional Ibero-americano do Cigré* y el artículo con su ponencia en el evento obtuvo el 2° lugar en el comité de estudios D2 - *Sistemas de Informação e Telecomunicação para sistemas elétricos*, como sigue:



Figura 11. Certificado de apresentação em XVIII ERIAC.



Figura 12. Certificado de segundo lugar em comitê de estudos.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Un estudio de un sistema de generación bajo control automático centralizado tiene múltiples facetas:

- Considerar el efecto sistémico de las variables controladas. Particularmente para la frecuencia se puede determinar que existe una calidad global del control.
- Existen riesgos asociados al control automático de la generación que dependen particularmente de la implementación de cada sistema, de su arquitectura, de la distancia de las variables controladas, de los protocolos de comunicación utilizados y de las implementaciones particulares de estos protocolos.
- La calidad de los controles utilizados y de la respuesta a ellos es poco dependiente de la disminución de los riesgos asociados a los sistemas, por lo cual se hace necesario seguir evaluando comportamientos basados en la experiencia para determinar cual de todas las opciones de configuración posibles es más conveniente.
- Se hace necesario el estudio comparativo de información experimental para evaluar en casos particulares la calidad de la implementación de cada uno de los controles.

En Colombia son usados los diferentes comandos admitidos por los protocolos de comunicación estándar y los definidos por la regulación, sin tomar en cuenta los aspectos técnicos de su desempeño.

Hasta donde ha sido investigado hasta la fecha, no ha habido un estudio formal donde haya sido específicamente tratado el tema de la selección de alternativas dentro de los protocolos de telecomunicaciones en el manejo de sistemas eléctricos basados en resultados experimentales.

Se presenta aquí un estudio comparativo de las dos alternativas usadas en el AGC en Colombia para determinar cuál de ellas es más conveniente, considerando los riesgos en la operación, la robustez del control sistémico y la experiencia en la operación con ambas alternativas.

Los estándares de IEC son prácticas que requieren evaluación particular para cada sistema pues ellos no determinan restricciones en las implementaciones, por el contrario, cada sistema debe incluir una evaluación de su alcance tecnológico y sus restricciones y evaluar cuáles de las prácticas posibles es la que mejor se ajusta para su uso.

Fue realizado un estudio con datos reales del sistema de AGC colombiano para diferentes escenarios, en los que se han implementado comandos remotos de AGC con

ASDU C\_SE\_NA\_1 y C\_SC\_NC\_1 de los estándares internacionales de electrotecnia de la familia IEC 60870-5. El estudio refleja una inclinación a un mejor desempeño por el ASDU C\_SC\_NC\_1.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se ha de constatar que:

- La medida del incremento del mal funcionamiento de un generador ante comandos de AGC aumenta cuando se presentan fallas de cualquier tipo.
- La medida anterior para generadores controlados con comandos de ASDU C\_SE\_NA\_1, en general se incrementó en mayor cuantía que la asociada a generadores con comandos de ASDU C\_SC\_NC\_1.

De este modo, es recomendable que cuando sea necesario realizar una implementación de AGC en un generador, y no haya restricciones de tamaño de mensajes entre ASDU, sean implementados comandos de ASDU C\_SC\_NC\_1.

Los comandos de ASDU C\_SE\_NA\_1 siguen siendo válidos y avalados por los estándares de IEC, y pueden ser usados en múltiples aplicaciones de comandos hacia equipos de sistemas de potencia. En particular para los generadores controlados remotamente por un programa de AGC, aunque posible, no es recomendable.

## TRABAJOS FUTUROS

Con los modelos obtenidos para la respuesta del generador bajo AGC, y de la recolección de datos de comandos y potencia generada se desprenden algunas opciones para estudio, tales como:

- La determinación del mejor ajuste del modelo para la respuesta de generadores bajo AGC.
- Estudiar las implicaciones de hacer los cambios de generación horarios, naturales en un mercado energético, automáticamente usando el AGC, definiendo cual es la estrategia que menos afecta la frecuencia en los cambios de hora y considerando escenarios de cambios grades de la generación.
- Inclusión de nuevas tecnologías en la supervisión y control para realizar el AGC, aparte de los sistemas SCADA-AGC-EMS. Estos podrían incluir supervisión por medio de estándares alternativos como IoT o nuevas tendencias en la supervisión y control

## BIBLIOGRAFÍA

- ABB Communication Protocols*. (2013). Obtenido de [https://library.e.abb.com/public/ff6ab6766689f2a7c1257b40001b8b28/3BSE035982-511\\_en\\_AC\\_800M\\_5.1\\_Feature\\_Pack\\_Communication\\_Protocols.pdf](https://library.e.abb.com/public/ff6ab6766689f2a7c1257b40001b8b28/3BSE035982-511_en_AC_800M_5.1_Feature_Pack_Communication_Protocols.pdf)
- American Psychological Association. (2010). *Manual de Publicaciones de la American Psychological Association* (6 ed.). (M. G. Frías, Trad.) México, México: El Manual Moderno.
- Ashok, A., Wang, P., Brown, M., & Govindarasu, M. (2015). Experimental evaluation of cyber attacks on Automatic Generation Control using a CPS Security Testbed. *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1-5. doi:10.1109/PESGM.2015.7286615
- Åström, K. J., & Wittenmark, B. (1990). *Computer-Controlled Systems, Theory and Design* (2 ed.). New Jersey, NJ, U.S.A.: Prentice Hall International Inc.
- Baranovic, N., Mijic, A. C., & Bujak, J. (2010). Implementation of security management system in period of SCADA/AGC/EMS refurbishment in Croatian TSO. *Cigré*. Obtenido de [https://e-cigre.org/publication/D2-207\\_2010-implementation-of-security-management-system-in-period-of-scadaagcems-refurbishment-in-croatian-tso](https://e-cigre.org/publication/D2-207_2010-implementation-of-security-management-system-in-period-of-scadaagcems-refurbishment-in-croatian-tso)
- Barnes, K., Johnson, B., & Nickelson, R. (2004). Review Of Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) Systems. *Idaho National Engineering and Environmental Laboratory*. Obtenido de <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.565.5922&rep=rep1&type=pdf>
- Bucciero, J., & Terbrueggen, M. (1998). *Interconnected Power Systems Dynamics Tutorial*. Fairfax, Virginia 22033, United States: KEMA-ECC, INC.
- CDEC SING, HART ECC, & XM S.A.E.S.P. (2015). *Ingeniería Básica y de Detalle de un AGC para el SING - Informe Diseño Conceptual y Básico del Enlace Principal del Sistema AGC CDEC SING Chile*. Santiago de Chile, Chile.
- CENACE, & XM S.A.E.S.P. (2003). *Informe final incorporación de la central Paute al AGC colombiano*. Medellín, Colombia.
- CNO. (s.f.). Obtenido de Consejo Nacional de Operación: <https://www.cno.org.co/>
- COES SINAC, & XM S.A.E.S.P. (2007). *Informe final estudio de la reserva rotante y la regulación de frecuencia en el SEIN*. Lima, Perú.
- De Lima, F., De Lima, O., & Sorrentino, E. (2017). A Simulator for the AGC Function as a Tool to Decide the Generators to be Controlled by AGC. *IEEE Latin America Transactions*, 15(9), 1643-1649. doi:10.1109/TLA.2017.8015047
- Debnath, M. K., Padhi, J. R., Satapathy, P., & Mallick, R. K. (2017). Design of fuzzy-PID controller with derivative filter and its application using firefly algorithm to automatic generation control. *2017 6th International Conference on Computer Applications In Electrical Engineering-Recent Advances*, 353-358. doi:10.1109/CERA.2017.8343354



- Efficient telecontrol with SINAUT*. (November de 2017). Obtenido de Siemens:  
[https://w3.siemens.com/mcms/industrial-communication/de/Documents/infocenter/kb\\_sinaut\\_200711\\_en.pdf](https://w3.siemens.com/mcms/industrial-communication/de/Documents/infocenter/kb_sinaut_200711_en.pdf)
- Georgescu, V. (2013). Optimized SCADA systems for electrical substations. , " *2013 8TH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ADVANCED TOPICS IN ELECTRICAL ENGINEERING*, 1-4. doi:10.1109/ATEE.2013.6563509
- Graullera, P. A. (2017). *Architecture Design and Interoperability Analysis of a SCADA System for the Power Network Control and Management*. Stockholm, Sweden: KTH Royal Institute of Technology.
- Guozhen, H., Tao, C., Changsong, C., & Shanxu, D. (2009). Solutions for SCADA system communication reliability in photovoltaic power plants. *2009 IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 2482-2485. doi:10.1109/IPEMC.2009.5157821
- International Electrotechnical Commission. (1994). Information Technology - Open Systems Interconnection. *Basic Reference Model - The Basic Model*.
- International Electrotechnical Commission. (2003). Telecontrol equipment and systems – Part 5-101. *Transmission protocols – Companion standard for basic telecontrol tasks*.
- International Electrotechnical Commission. (2006). Telecontrol equipment and systems – Part 5-104. *Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles*.
- Jaloudi, S., Schmelter, A., Ortjohann, E., Sinsukthavorn, W., Alamin, N., Wirasanti, P., & Morton, D. (April de 2011). Investigation and Comparison between International Standards for Information Integration and Control of ECSs based on RESs over IP-based Networks. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*.
- Kumar, P., Kumar, V., & Tyagi, B. (2016). Implementation of two area AGC scheme in restructured environment on Real Time Simulator. *2016 IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, 1-5. doi:10.1109/ICPEICES.2016.7853534
- Liang, L., Ning, P., Li, Q., & Wu, Z. (2012). Design and Implementation of AGC Testing Diagnostic Analytic System. *2012 International Conference on Control Engineering and Communication Technology*, 593-596. doi:10.1109/ICCECT.2012.184
- Luo, W., Feng, S., Si, Y., Ge, W., Jin, S., & Liu, M. (2011). The online estimating system for the units of automatic generation control. *2011 International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, 524-528. doi:10.1109/APAP.2011.6180457
- Luo, X., & Ma, F. (2013). SimAGC - An open-source power system dynamic simulator for AGC study. *2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 1-5. doi:10.1109/PESMG.2013.6672617

- Ogata, K. (1995). *Discrete-Time Control Systems* (2 ed.). New Jersey, NJ, U.S.A.: Prentice Hall International Inc.
- Orosun, M. M., Orosun, R. O., & Adamu, S. S. (2016). Modeling and Simulation of Automatic Generation Control System for Synchronous Generator with Model Predictive Controller. *Zimbabwe Journal of Science & Technology*, 11, 142 - 157. Obtenido de Zimbabwej.sci.technol
- Pati, T. K., & Sahu, B. K. (2014). Application of hybrid DEPSO algorithm to study the performance of different PID controller structures for automatic generation control of a two-area multi-units interconnected power system. *2014 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies*, 787-791. doi:10.1109/ICCPCT.2014.7054962
- Rao, L., Ting-ting, X., & Wei-dong, L. (2009). Evaluate the regulation performance of AGC units by trumpet curve. *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, 1-6. doi:10.1109/SUPERGEN.2009.5348344
- Rasolomampionona, D. D. (2009). A modified power system model for AGC analysis. *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, 1-6. doi:10.1109/PTC.2009.5281946
- Shayeghi, H., Shayanfar, H., & Jalili, A. (February de 2009). Load frequency control strategies: A state-of-the-art survey for the researcher. *Energy Conversion and Management*, 344-353. doi:10.1016/j.enconman.2008.09.014
- Sridhar, S., Hahn, A., & Govindarasu, M. (2012). Cyber-Physical System Security for the Electric Power Grid. *Proceedings of the IEEE*, 100(1), 210-224. doi:10.1109/JPROC.2011.2165269
- Sujan, M. A., Nwankpa, C., & Gravener, M. H. (2000). Towards the real time monitoring of AGC. *Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, 5-. doi:10.1109/HICSS.2000.926747
- Wang, J., Li, W., Zhao, W., & Zhao, Y. (2010). A novel strategy for allocation cost of automatic generation control in electricity market environment. *2010 2nd International Conference on Signal Processing Systems*, V3-237-V3-240. doi:10.1109/ICSPS.2010.5555822
- Xie, Z., Manimaran, G., Vittal, V., Phadke, G., & Centeno, V. (August de 2002). An information architecture for future power systems and its reliability analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), 857-863. doi:10.1109/TPWRS.2002.800971
- XM S.A.E.S.P., & MVM Ingeniería de software. (2017). Consultoría Sistema AGC OSI monarch Centro de Control de Energía (CCE) República Dominicana. *Primer informe - Diagnóstico de la situación actual del AGC en el CCE y SENI*. Santo Domingo, República Dominicana.
- XM S.A.E.S.P., & MVM Ingeniería de software. (2017). Consultoría Sistema AGC OSI monarch Centro de Control de Energía (CCE) República Dominicana. *Segundo informe - Configuración parámetros del programa AGC CCE y generadores participantes*. Santo Domingo, República Dominicana.