

DISEÑO DE ESQUEMA DE ASIGNACIÓN Y REMUNERACIÓN DEL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA (AGC) PARA MEJORAR LA EFICIENCIA EN LA FORMACIÓN DEL PRECIO DE ELECTRICIDAD EN COLOMBIA

Carlos Mario Palacios Builes

Maestría Economía Aplicada

Universidad EAFIT

Medellín, Colombia

cpalaci2@eafit.edu.co

300 6757039

(Resumen/Abstract) — El modelo de único precio para múltiples propósitos establecido desde 1995 en Colombia para el mercado de energía de corto plazo, ha sido un esquema que ha permitido solucionar de manera práctica la asignación y remuneración de servicios en este mercado, sin embargo, este modelo ha evidenciado algunas distorsiones que impiden la formación de precios eficientes en el mercado spot de generación eléctrica. Este Paper presenta un análisis de las distorsiones causadas por el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC) sobre el precio de spot de energía, y propone un mecanismo alternativo de asignación y remuneración de dicho servicio para mejorar la eficiencia de la subasta de corto plazo como esquema de formación del precio de energía.

The multipurpose single-price model established since 1995 on the Colombian power spot market, has been a useful and practical way to allocate and remunerate services procured in that market, however, this scheme has shown flaws, there is evidence of distortions that inhibit optimal allocation and price signals. This Paper show the effect of reserve regulation scheme on the power spot price, and propose an alternative allocation scheme for that service, aimed to improve efficiency on the allocation and price of the power spot market auction.

Palabras Clave/Keywords

Asignación eficiente, Diseño de mercados de energía, Incentivos, Mercado spot de energía, Regulación Secundaria de Frecuencia

Efficient allocation, Power markets design, Incentives, Power spot Market, Regulation reserves

I. INTRODUCCIÓN

Un mercado es un lugar físico o virtual donde interactúa oferta y demanda para intercambiar algún bien o servicio y fijar un precio a esta transacción. La relación entre los agentes que participan en cada mercado estará determinada por las características de los bienes o servicios que allí se transan, por la capacidad de controlar el mercado por las

partes involucradas y por el esquema de incentivos y diseño de mercado [1][2][3] que se establezca para maximizar los beneficios a la oferta y la demanda de dichas transacciones.

De manera general, el desarrollo de diseño de mecanismos indica que los mercados en los que alguna de las partes tenga la posibilidad de ejercer posición dominante sobre su contraparte para sacar provecho de esta relación, merecen ser regulados para buscar una asignación eficiente de recursos y una mejora del bienestar de todos los participantes del mismo [4].

En este sentido, los mercados monopólicos y oligopólicos, en los que la oferta tiene poder sobre la demanda, como el servicio de energía eléctrica, requieren de un conjunto de reglas y condiciones para que las transacciones que allí se presentan sean beneficiosas para todo el mercado.

Por esta razón, la prestación del servicio de energía eléctrica requiere de regulación y control. En el caso colombiano, a mediados de la década de 1990 se efectuó una revisión integral al marco institucional y normativo de los servicios públicos domiciliarios y un diseño completamente nuevo en el sector eléctrico dando origen al Mercado de Energía Mayorista – MEM.

Desde la instalación del Mercado de Energía Mayorista en Colombia en 1995 fue adoptado para el mercado de corto plazo un modelo de único precio para múltiples propósitos.

En esta subasta los generadores tienen la obligación de indicar la capacidad de producción a ofertar y el precio por MWh al que están dispuestos a producir la electricidad, en esta misma subasta los generadores que tengan la tecnología para ello, deberán indicar el interés de ofrecer el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (En adelante este servicio se seguirá denominando AGC, que corresponde a la sigla en inglés para “Automatic Generation Control” los cuales son los equipos que permiten hacer la regulación secundaria de frecuencia); servicio fundamental para mantener el equilibrio entre oferta y demanda por medio del control de la frecuencia de la energía dentro de los

parámetros requeridos¹. El precio de la subasta es utilizado también para liquidar los cargos y remuneraciones asociados a los problemas de congestión de la red, los cuales corresponden a las diferencias entre la generación Ideal y la generación Real. Adicionalmente, el precio horario que resulta de la oferta de energía en el corto plazo, es utilizado como referencia para la activación de las obligaciones establecidas en el mercado de confiabilidad, el cual fue implementado para incentivar la instalación de capacidad de generación que garantice la atención del crecimiento de la demanda en el mediano y largo plazo.

Durante los veintidós años que ha funcionado el mercado de energía eléctrica en Colombia, este mecanismo ha permitido solucionar de una manera práctica la asignación de cantidades para la prestación de los servicios de energía eléctrica, regulación secundaria de frecuencia y exigir las obligaciones del esquema de confiabilidad.

Desde su implementación se han efectuado ajustes a las reglas de liquidación y asignación de los productos asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica en el corto plazo, buscando la formación de precios eficientes, como la Resolución CREG 198 de 1997 [6] y subsiguientes para el tratamiento del AGC, la Resolución CREG 034 de 2001 [7] para el caso de la generación fuera de mérito, la Resolución CREG 051 de 2009 [8] para la oferta de los recursos térmicos, entre otras. No obstante, a pesar de los ajustes realizados, aun con el fin de mejorar la eficiencia en la formación del precio, es necesario hacer ajustes estructurales al esquema de subasta de corto plazo para permitir una formación del precio spot que refleje de una manera más transparente el costo de oportunidad de la energía, minimizar los efectos no deseados de la información asimétrica y garantizar la calidad y suficiencia de los servicios complementarios que garantizan la estabilidad del Sistema.

En este Paper se propone un ajuste al diseño del mercado de corto plazo dirigido a incentivar la formación de precios eficientes y la maximización del beneficio social mediante cambios en el esquema de asignación y remuneración del servicio de AGC.

La revisión de la regulación expedida por la CREG, el análisis empírico del comportamiento de los agentes en la subasta de corto plazo y la revisión de las experiencias internacionales dan indicios de la relevancia que tiene el diseño de los esquemas de asignación y remuneración de los servicios complementarios en los mercados eléctricos para una adecuada formación del precio de la energía.

Este Paper está estructurado de la siguiente manera, en la primera Sección se presentan las experiencias del funcionamiento de otros mercados de servicios complementarios, posteriormente, en la Sección II se presentan características generales de los servicios de energía eléctrica y el servicio complementario de AGC y la estrecha relación existente entre estos dos servicios, luego, en la Sección III se presenta un análisis empírico del efecto del esquema de asignación y remuneración del AGC en Colombia sobre la formación del precio spot de energía, más adelante, en la Sección IV se propone un diseño alternativo para la remuneración y asignación de cantidades de este servicio complementario, que permita hacer una asignación del AGC de manera eficiente para el caso Colombiano, eliminando la distorsión sobre la formación del precio spot de energía eléctrica, por último se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas del análisis aquí presentado.

II. PRESENTACIÓN DEL PROBLEMA

SECCION I

Los servicios complementarios como el AGC son indispensables en los mercados de electricidad, no obstante, los mecanismos para su asignación, remuneración y acople a los esquemas de mercado comúnmente han tenido un enfoque *ad hoc*, lo cual ha conducido a ineficiencias u otros efectos indeseados en los mercados de electricidad [9]. En Colombia el único servicio complementario remunerado y asignado con reglas de mercado es la Regulación Secundaria de Frecuencia – AGC [10], sin embargo, son las características particulares de cada mercado y sus participantes los que determinan el esquema más eficiente para el suministro de este tipo de servicios, no obstante, las experiencias en otros mercados son valiosas, pues a partir de ellas se pueden obtener enseñanzas importantes, por lo tanto, es necesario revisarlas.

La Tabla I. presenta los servicios complementarios que son remunerados en los mercados eléctricos de los Estados Unidos y en seis mercados europeos, así como el esquema de asignación y precio establecido para dichos servicios.

¹ La Resolución CREG 025 de 1995 [5] establece que “la frecuencia objetivo del SIN es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento.”

TABLA I. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS EN ALGUNOS MERCADOS

Mercado	Servicios complementarios remunerados	Esquema de asignación y formación de precio
Pennsylvania – New Jersey – Maryland (PJM)	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación secundaria de frecuencia ofrecida por generadores • Regulación secundaria de frecuencia ofrecida por baterías • Reserva no rodante sincronizada (respuesta 10 min) • Reserva primaria (considera tanto recursos sincronizados al Sistema como fuera de línea) 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta Día Antes • Subasta Intradiario
California (CAISO)	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación secundaria de frecuencia hacía arriba y hacia abajo • Reserva rodante • Reserva no rodante 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta spot Día Antes • Subasta Intradiario
Texas (ERCOT)	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación secundaria de frecuencia hacía arriba y hacia abajo • Reserva no rodante 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta spot Día Antes • Contrato bilateral Día Antes • Subasta Intradiario
New York (NYISO)	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación primaria de frecuencia • Reserva rodante (respuesta 10 min) • Reserva no rodante (respuesta 10 min) • Reserva rodante (respuesta 30 min) • Reserva no rodante (respuesta 30 min) 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta spot Día Antes • Subasta Intradiario • Co-optimización con despacho de energía en día de operación
New England (ISO-NE)	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación primaria de frecuencia • Reserva rodante (respuesta 10 min) • Reserva no rodante (respuesta 10 min) • Reserva operativa (no es obligatorio que esté sincronizada al Sistema - respuesta 30 min) 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta semestral • Co-optimización con despacho de energía en día de operación
Midcontinent (MISO)	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación secundaria de frecuencia • Reserva rodante (respuesta 10 min) • Reserva suplementaria (no es obligatorio que esté sincronizada al Sistema - respuesta 10 min) 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta spot Día Antes • Subasta Intradiario
Inglaterra	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación primaria de frecuencia • Regulación terciaria de frecuencia hacía arriba y hacia abajo • Reserva no rodante • Control de voltaje • Black Start 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta Semanal • Subasta Intradiario
España	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación secundaria de frecuencia • Reserva no rodante 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta Día Antes • Subasta Intradiario
Francia	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación terciaria de frecuencia hacía arriba y hacia abajo • Reserva no rodante • Control de voltaje 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta Día Antes • Subasta Intradiario
Alemania	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación primaria de frecuencia • Regulación secundaria de frecuencia • Regulación terciaria de frecuencia hacía arriba y hacia abajo • Control de voltaje • Black Start 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta Semanal • Subasta Día Antes • Subasta Intradiario • Contratos bilaterales
Noruega	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación primaria de frecuencia hacía arriba y hacia abajo • Regulación secundaria de frecuencia hacía arriba y hacia abajo • Regulación terciaria de frecuencia hacía arriba y hacia abajo • Control de voltaje 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta Día Antes • Subasta Intradiario
Suecia	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación primaria de frecuencia • Regulación secundaria de frecuencia • Regulación terciaria de frecuencia hacía arriba y hacia abajo • Black Start 	<ul style="list-style-type: none"> • Subasta Día Antes • Subasta Intradiario

Fuente: elaboración propia con información de [11], [12], [13] y [14]

Como se indicó antes, el esquema de asignación y remuneración de los servicios complementarios obedece a un proceso de perfeccionamiento y adaptación a las condiciones particulares de cada mercado. A continuación, se presentan algunas prácticas utilizadas y lecciones aprendidas de los mercados eléctricos de California (CAISO), New York (NYISO) y Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) que pueden servir de referencia para el caso colombiano.

En 1996 California tomó la decisión de establecer un mercado independiente para la asignación de servicios complementarios, amparado en la Orden 888 de la FERC [15], por la cual el regulador de este mercado abrió a la competencia algunos servicios complementarios, con el argumento de que la capacidad de los generadores para proveer dichos servicios y la competencia entre ellos y los transmisores llevarían a la formación de precios más bajos y suministro más eficiente de los mismos.

No obstante, los resultados en CAISO no fueron los esperados, a partir de abril de 1998 los precios de la Regulación de Frecuencia se dispararon obligando al regulador a intervenir los precios de este mercado en julio del mismo año, los precios de este servicio superaban ampliamente el precio de la energía, contradictorio a lo esperado, considerando que el costo de oportunidad de las reservas de un generador está estrechamente ligado con el precio spot de energía.

Algunas de las causas identificadas por los comités de vigilancia de este Mercado fueron:

- Los mercados de energía y de servicios complementarios fueron operados de manera independiente, no fue considerada la estrecha relación existente en la entrega de ambos servicios.
- La demanda de servicios complementarios fue mayor a la esperada.
- Algunos generadores fueron sujetos a techos en su oferta, mientras que otros no tuvieron restricciones de este tipo. [16]

Adicionalmente el diseño original de este mercado consideraba la oferta de cuatro servicios complementarios (AGC, Reserva Rodante, Reserva No Rodante y Reservas de reemplazo) [11][12] con una regla de asignación secuencial, desde el servicio más efectivo y deseable para garantizar la estabilidad de la red hasta el menos necesario, análisis posteriores como el de Oren demuestra los incentivos perversos para la formación de precio que presentan los mercados secuenciales [17].

A partir de esta experiencia el mercado de servicios complementarios de CAISO fue reformado teniendo como objetivos principales estabilizar y moderar los precios de los servicios complementarios e incrementar la liquidez de este

mercado. De manera general, el ajuste del mercado consistió en simplificar la oferta, solicitando a los generadores una única declaración de cantidad disponible y precio de todos sus servicios complementarios, de manera que el operador del mercado pueda hacer uso de estas capacidades del Sistema de manera flexible.

El mercado de servicios complementarios de NYISO también presentó problemas de ejercicio de poder de mercado, por lo que la FERC tuvo que intervenir en el año 2000. Esta falla de mercado obligó una reforma que estuvo orientada a reconocer el efecto de la congestión como limitante a la competencia para el servicio de reserva rodante [17],

Actualmente en NYISO los servicios complementarios son ofertados por los generadores en el mercado de corto plazo, tanto en la subasta del Día Antes como en el mercado Intradiario. La asignación se realiza mediante un proceso de Co-optimización con el despacho de energía en el día de operación, la cual busca la operación del Sistema a mínimo costo. La mayor parte de los servicios complementarios en este Mercado es asignada desde la subasta del Día Antes, sin embargo, las ofertas en el Intradiario son utilizadas para cubrir faltantes de último minuto o fallas no programadas de recursos comprometidos, las ofertas de servicios complementarios en el Intradiario son registradas a \$0/MW, de manera que el servicio es remunerado al costo de oportunidad que en este caso es el precio de su oferta de energía en el spot [18].

Por su parte, la asignación de servicios complementarios en PJM, se hace posterior al cierre de la subasta de energía del Día Antes, la regulación de frecuencia tiene una formación de precio nodal (dos nodos) que refleja las restricciones de transmisión cuando estas están presentes. Para la asignación de los servicios complementarios, todas las plantas declaradas disponibles son consideradas, incluso aquellas que no hayan ofertado precio, las cuales son consideradas tomadoras de precio. De esta manera el operador del Mercado tiene la capacidad de hacer uso de los recursos que mejor se adaptan a las condiciones del Sistema.

Para cada oferta de servicio complementario, además de la disponibilidad y precio ofertado para estos servicios, PJM tiene identificado el costo de oportunidad asumido por estas plantas por no producir energía, a partir de una combinación de la oferta de precio y el costo de oportunidad asumido determina el orden de mérito de cada oferta y el precio del servicio para cada hora [18].

SECCION II

En Colombia, el esquema de asignación y remuneración vigente del servicio de AGC considera como referencia el mismo precio ofertado para la asignación del servicio de energía, no obstante, la energía eléctrica y la regulación de frecuencia son productos con características económicas

muy diferentes que requieren de un tratamiento independiente para procurar una remuneración y asignación adecuada para cada uno de ellos.

La energía eléctrica es un producto con características uniformes que puede ser transado a voluntad de los participantes del mercado en las cantidades y plazo que estos definan de acuerdo a su función de beneficio, lo que en términos económicos lo clasifica como un bien privado, en tanto que, la estabilidad de la frecuencia es una condición esencial para el adecuado funcionamiento de los sistemas de potencia, es una exigencia técnica que requiere estar presente para la operación del mercado y de la que todos los participantes del mercado se benefician.

El uso de este servicio por parte de un participante del mercado no afecta la capacidad o la calidad del servicio para el uso de otro y al mismo tiempo, ninguno de ellos puede ser privado de aprovechar sus ventajas [19], de manera que el servicio de AGC es un bien no excluyente y no rival, lo que en términos económicos hace que presente características de un bien público.

Los bienes públicos presentan lo que en la literatura económica se ha denominado como el problema del free-rider, el cual se refiere a la dificultad de garantizar el suministro oportuno y suficiente de un bien que tiene costo individual, pero ofrece beneficio común [19].

El regulador de alguna manera ha identificado características de bien público en el servicio de AGC, debido a esto ha establecido reglas para evitar el problema del free-rider en la prestación de este servicio.

La CREG ha resuelto este problema haciendo uso de dos estrategias, la primera, centralizando la administración de la oferta de este servicio, en el Centro Nacional de Despacho (CND), función que le fue otorgada por medio de las Resoluciones CREG 080 [20] y 083 de 1999 [21], las cuales le delega la obligatoriedad de establecer los valores de la reserva de regulación requerida por el Sistema, supervisar la operación del AGC, coordinar la generación requerida y controlar directamente los equipos que permitan la prestación del servicio de AGC con la oportunidad y calidad exigida. La segunda, haciendo participe a todos los agentes del mercado de los costos de la prestación del AGC. A la oferta por medio del concepto Responsabilidad Comercial del AGC establecido en la Resolución CREG 064 de 2000 [22], en la que se indica que “todo generador despachado centralmente será responsable comercialmente de contribuir con una potencia en giro, que será proporcional a la potencia despachada en cada hora.” y a la demanda por intermedio de su comercializador a través del concepto de restricciones de acuerdo con las reglas establecidas en la Resolución CREG 063 de 2000 [23] y subsiguientes.

Sin embargo, las reglas hoy vigentes para la asignación de cantidades y remuneración del servicio de AGC incentiva a

que los generadores que tienen la capacidad para proveer este servicio, incorporen las rentas esperadas de la prestación del AGC dentro de su función de maximización de beneficios. Quiere decir esto que el esquema de asignación actual obliga a que el abastecimiento de un bien público como el AGC compita con la decisión de producir un bien privado como la energía eléctrica.

Esta condición constituye una falla de mercado, que en principio no compromete la suficiencia en la prestación del servicio de AGC, pero que repercute sobre la formación eficiente del precio de energía de corto plazo, toda vez que los agentes, como es natural en cualquier mercado, toman decisiones buscando maximizar su beneficio individual.

SECCION III

En los considerandos de la Resolución CREG 198 de 1997 [6] fue indicada de manera clara la falla de mercado indicada.

“(…) Que la regla vigente de distribución entre plantas, del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, puede dar señales económicas contrarias a la competencia por precios, cuando las ofertas de alguno o de todos los agentes que prestan dicho servicio se encuentran fuera de mérito.”

De manera similar, en los considerandos de la Resolución CREG 209 de 2015 [24] se hace referencia al incremento en los costos del servicio de AGC y la necesidad de revisar el esquema de remuneración del servicio.

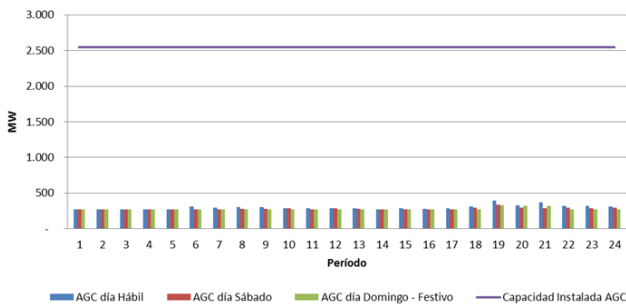
“Dado el considerable incremento en los costos del servicio de AGC que se ha presentado en la actualidad, la Comisión consideró conveniente hacer revisión de las reglas de remuneración de dicho servicio.”

El período de escasez hidrológica registrado en Colombia en los años 2015 – 2016 como consecuencia del fenómeno de El Niño, evidenció nuevamente las fallas del esquema de incentivos para la prestación del servicio de AGC y su incidencia en la formación del precio de energía en el corto plazo.

A continuación, se presenta un análisis empírico del efecto de dichos incentivos sobre las decisiones de los agentes en la subasta de corto plazo del Mercado de Energía Mayorista.

Para efectos del análisis, es relevante señalar que el servicio de AGC es entregado casi de manera exclusiva por recursos hidráulicos, a pesar que también está habilitado para ello un recurso térmico en el Sistema. La potencia instalada de los recursos hidráulicos que ofrecen este servicio suma 8.301 MW (50,2% de la capacidad total del SIN), estos recursos tienen la capacidad técnica de ofrecer más de 2.500 MWh del servicio de AGC, en tanto que la necesidad del Sistema por este servicio alcanza 399 MWh en la hora más exigente, la Fig. 1. ilustra esta situación.

Figura 1. Requerimiento de AGC del Sistema y capacidad instalada del servicio



Fuente: elaboración propia con información pública del mercado disponible en XM S.A. E.S.P.

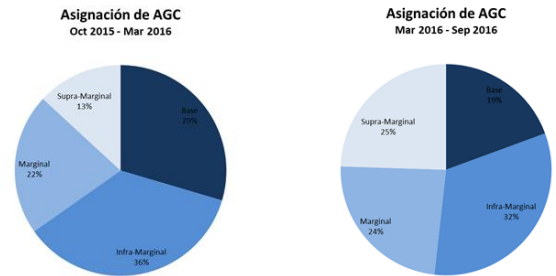
Como se ha señalado antes, los incentivos para la prestación del servicio de AGC, establecidos en las Res. CREG 064 de 2000 [22], CREG 034 de 2001 [7], CREG 051 de 2009 [8] y CREG 076 de 2009 [25] han atado de manera estrecha la asignación de este servicio con la remuneración de la energía en el corto plazo, estas reglas han incentivado a que los agentes interesados en prestar el servicio de AGC fijen un precio que no necesariamente corresponde con la abundancia o escasez relativa del energético primario, en este caso el agua, buscando maximizar las rentas de su portafolio de servicios en el mercado de corto plazo, es decir, su función objetivo es maximizar las rentas obtenidas por la venta de energía en bolsa y prestación del servicio de AGC.

Esta situación puede verse gráficamente, al comparar las ofertas de los recursos hidráulicos en el reciente fenómeno de El Niño, para esto fueron clasificadas las ofertas de los recursos habilitados para prestar el servicio de AGC en cuatro categorías, a saber, precio Base, correspondiente a la oferta de CERE + FAZNI + Ley 99 del mes correspondiente, precio Infra-Marginal, correspondiente a la oferta de precio ubicada entre el precio Base y el 95% del precio de bolsa promedio de cada día, precio Marginal, correspondiente a la oferta de precio ubicada entre el 95% y el 108% del precio de bolsa promedio de cada día y precio Supra-Marginal, correspondiente a la oferta de precio superior al 108% del precio de bolsa promedio de cada día.

De este análisis se evidencia que, el esquema de subasta de único precio para la asignación de dos bienes con características diferentes como son la energía eléctrica y el AGC puede distorsionar las señales de precio del mercado, pues la búsqueda de los beneficios individuales asociados a la prestación del servicio de AGC puede llevar a los agentes a presentar ofertas contrarias a la abundancia o escasez relativa del agua y, por lo tanto, a distorsionar la formación del precio de bolsa de energía.

En la Fig. 2. se observa que en un período de escasez hidrológica como el comprendido entre el 1 de octubre de 2015 y el 9 de marzo de 2016, el servicio de AGC fue asignado el 29% de las veces a recursos ofertados a precio base, en tanto que, en los cinco meses posteriores a este período de hidrológica crítica y ante una evidente recuperación de los aportes hidrológicos la proporción de asignaciones del servicio de AGC a precio Base disminuyó al 19% por efecto de los cambios establecidos por la Resolución CREG 027 de 2016 [26] en la remuneración del servicio.

Figura 2. Franjas de precio en la que es asignado el servicio de AGC

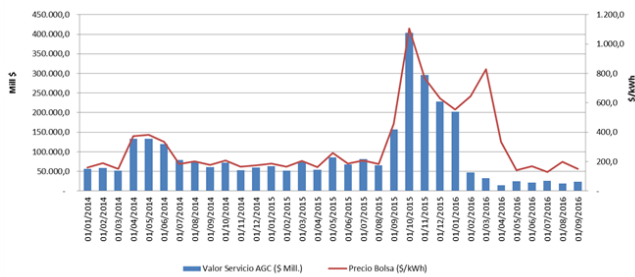


Fuente: elaboración propia con información pública del mercado disponible en XM S.A. E.S.P.

La modificación de las reglas de remuneración del servicio de AGC establecidas en la Resolución CREG 027 de 2016 [26] tuvo un efecto notorio sobre el valor total del servicio de AGC, no solo disminuyéndolo, sino desacoplándolo del precio de bolsa. Sin embargo, la nueva regla de remuneración ha restado incentivos para la prestación del servicio, lo que pudiera eventualmente derivar en insuficiencia de la oferta necesaria para la seguridad de la operación del Sistema Interconectado Nacional.

La Fig. 3. presenta el valor mensual para el Sistema del servicio de AGC medido en millones de pesos contrastado con el precio spot de energía promedio mensual en \$/kWh. Esta permite identificar la estrecha relación existente entre estas variables hasta antes de los más recientes ajustes a las reglas de remuneración del servicio.

Figura 3. Valor del servicio de AGC para el Sistema relacionado con PBNA



Fuente: elaboración propia con información pública del mercado disponible en XM S.A. E.S.P.

Considerando la falla de mercado evidenciada y las discusiones que se están dando hoy en Colombia sobre la necesidad de efectuar ajustes profundos al Mercado de Energía Mayorista, también parece conveniente proponer esquemas alternativos para la remuneración y asignación del servicio de AGC, que ofrezca incentivos para garantizar la prestación de este servicio con la suficiencia, la eficiencia y la calidad requerida e incentive la instalación de capacidad adicional de este servicio cuando sea requerido y no interfiera con la formación del precio de energía de corto plazo, el cual, como se indicó al inicio de este Paper constituye una referencia central para los mercados de contratos y confiabilidad en la arquitectura del sector eléctrico colombiano.

III. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA

SECCION IV

La competencia es un incentivo poderoso para la formación de precios eficientes en la prestación de bienes privados como la energía eléctrica. Sin embargo, para los bienes públicos, la competencia no es el mejor incentivo para garantizar su prestación efectiva, puesto que puede ser muy costoso en términos de beneficio social [9].

Entendiendo que los servicios complementarios como el AGC tienen características de bienes públicos y que el operador del mercado es quién cuenta con la mejor información para optimizar el uso de dicho bien, resulta adecuado establecer un esquema en el que el operador del mercado tenga acceso a la disponibilidad de AGC más alta que considerando aspectos exclusivamente técnicos de los equipos sea posible ofrecer al Sistema.

El reto está en establecer los incentivos suficientes para que los generadores mantengan los equipos habilitados para ello, de manera que el operador del mercado haga uso de estos cuando lo requiera.

Dicha remuneración debe constituir un incentivo suficientemente atractivo para mantener el interés de ofrecer el servicio por parte de los agentes instalados hoy en el Sistema, al mismo tiempo que debe ser suficientemente atractiva para incentivar que nuevos recursos ofrezcan este servicio.

Se propone entonces remunerar a los generadores un cargo máximo de disponibilidad de capacidad de AGC fijado a partir de costos eficientes de la tecnología afectado por un factor de indisponibilidad de los equipos. De manera que incentive al generador mantener la disponibilidad más alta posible de esta capacidad.

Considerando que la prestación del servicio de AGC implica modificar la generación programada de acuerdo al mérito de despacho, además de la disponibilidad, se hace necesario establecer un mecanismo para remunerar el costo de oportunidad asumido por los generadores al regular la frecuencia del Sistema.

Quiere decir esto que las plantas que prestan el servicio de AGC en ocasiones estarán obligadas a entregar una producción mayor a la resultante del despacho y, por lo tanto, a consumir una mayor cantidad de sus reservas con el consecuente costo de oportunidad, mientras que en otros momentos deberán disminuir su producción, lo que puede representar una disminución del ingreso esperado de corto plazo o un incremento en su exposición al precio de bolsa, esto dependiendo de su nivel de contratación en el Mercado de Energía Mayorista.

De manera que la remuneración del servicio de AGC estaría compuesta por un componente fijo que remunere el costo de los equipos y la disponibilidad y un componente variable en función de la prestación efectiva del servicio, cuyo propósito es compensar el costo de oportunidad asumido por los generadores.

El costo de oportunidad que asumirán los generadores para la prestación de este servicio será entonces, el precio de bolsa horario para aquellos recursos obligados a entregar una producción inferior a la resultante del despacho Ideal y el precio oferta en la subasta diaria de energía para aquellos recursos obligados a incrementar su generación por encima del plan de producción del despacho Ideal.

Se propone, además, sustituir el actual esquema de asignación secuencial, en el que primero se hace la optimización del AGC a partir de las disponibilidades declaradas de los agentes y los precios de oferta y posteriormente la optimización del servicio de energía, por un algoritmo de co-optimización, similar al propuesto en el Documento CREG 080 de 2012 [27] en el que la asignación de las cantidades de energía y AGC se realiza en un único proceso, de manera que el CND esté en capacidad de determinar la asignación óptima de recursos y atención de la

demanda a mínimo costo a partir de los precios de oferta de energía y la declaración de disponibilidad e inflexibilidades de los recursos de generación.

La ventaja de este esquema es que permite mantener constante la Relación Marginal de Sustitución [28] entre energía y AGC de los recursos con capacidad de prestar el servicio de Regulación de Frecuencia, incentivando a que las plantas construyan su oferta de precio considerando exclusivamente variables asociadas a la disponibilidad de recurso energético y eviten incorporar en su oferta incentivos diferentes a estos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El esquema actual de asignación del servicio de AGC es responsable de una parte importante de las distorsiones en la formación del precio de energía de corto plazo, situación explicada por dos razones, de un lado, los ingresos esperados y las ventajas que puede representar la prestación del servicio de AGC para la operación del embalse, han sido incorporados por los agentes en su función de maximización individual de beneficios de corto plazo. De otro lado, porque los recursos habilitados para ofrecer AGC representan el 50,2% de la capacidad total del Sistema.

Dado que, en Colombia el servicio de AGC es suministrado por las mismas plantas que generan la electricidad, es innegable la estrecha relación existente entre ambos servicios, de manera que los incentivos que se establezcan para uno de ellos afectan necesariamente las decisiones que tomen los agentes con relación al otro.

Considerando que, la cantidad de AGC requerida por el operador del mercado en el período más exigente representa menos del 12% de la capacidad instalada en el Sistema para prestar este servicio, resulta tentador pensar que un esquema de competencia para este servicio permitirá la formación de precios más eficientes. Sin embargo, las características de bien público presentes en el servicio de AGC y el efecto que tiene la prestación de dicho servicio sobre las reservas de las plantas que lo ofrecen se constituyen en incentivos contrarios al propósito de los mercados en competencia.

Reconocer el servicio de AGC como un bien público, permite establecer un esquema de asignación centralizado del servicio de AGC, que garantiza el reconocimiento de los costos de oportunidad a la planta prestadora del servicio, hace posible una formación más transparente del precio de la energía y permite maximizar el beneficio del Sistema al mantener estable la Relación Marginal de Sustitución de los dos servicios ofrecidos por las plantas en el mercado de corto plazo, toda vez que esta condición permite aprovechar de la mejor manera la frontera de posibilidades de producción en los términos de Samuelson [29].

IV. REFERENCIAS

- [1] Laffont, Jean-Jacques. Tirole, Jean. A theory of incentives in procurement and regulation. The MIT Press, Cambridge, MA, (1993)
- [2] Myerson, Roger B. Perspectivas Sobre El Diseño De Mecanismos En La Teoría Económica. Revista Asturiana De Economía - RAE N° 44 2009
- [3] Tirole, Jean. The Theory of Industrial Organization. The MIT Press, Cambridge, MA, (1988)
- [4] Department for Business, Energy & Industrial Strategy of the United Kingdom. Principles for Economic Regulation. Abril (2011). Disponible en: <https://www.gov.uk/government/publications/principles-for-economic-regulation>
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 025 de 1995. Publicada en el Diario Oficial N° 41.937 del 24 de julio de 1995
- [6] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 198 de 1997. Publicada en el Diario Oficial N° 43.449 del 30 de septiembre de 1997
- [7] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 034 de 2001. Publicada en el Diario Oficial N° 44.357 del 15 de marzo de 2001
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 051 de 2009. Publicada en el Diario Oficial N° 47.352 del 26 de mayo de 2009
- [9] Rebours, Yann. Kirschen, Daniel. Trotignon, Marc. Fundamental Design Issues in Markets for Ancillary Services. En: The Electricity Journal. Vol. 20, Issue 6 (Jul, 2007); p 26 – 34. ISSN: 1040-6190
- [10] Carvajal, Sandra. Serrano, Jesús. Arango, Santiago. Colombian ancillary services and international connections: Current weaknesses and policy challenges En: Energy Policy. Vol. 52 (Ene., 2013); p 770–778. ISSN 0301-4215
- [11] Zhou, Zhi. Levin, Todd. Conzelmann, Guenter. Center for Energy, Environmental, and Economic Systems Analysis, Energy Systems Division, Argonne National Laboratory. Survey of U.S. Ancillary Service Markets (Ene, 2016)
- [12] Helman, Udi. Hobbs, Benjamin. O'neil, Richard. Chapter 5. The Design of US Wholesale Energy and Ancillary Service Auction Markets. En: Sioshansi, Fereidoon. Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance. Elsevier Science, 2008. p. 179 – 211
- [13] European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO E Survey on Ancillary Services procurement, Balancing market design 2016 (Mar, 2017)
- [14] Kristiansen, Tarjei. The Nordic approach to market-based provision of ancillary services. En: Energy Policy. Vol. 35 (Jul, 2007); p 3681–3700. ISSN 0301-4215
- [15] Federal Energy Regulatory Commission. Orden No. 888. Promoting Wholesale Competition through Open Access Nondiscriminatory Transmission Services by Public Utilities, Docket No. RM95-8-000, and Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities, Docket No. RM94-7-001.
- [16] Brien, Lauren. Why the Ancillary Services Markets in California Don't Work and What to Do About It. En: The Electricity Journal, Vol. 12 (Issue 5. 1999); p 38-49
- [17] Oren, Shmuel. Design of Ancillary Service Markets. En: Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on System Sciences, 2001
- [18] Helman, Udi. Hobbs, Benjamin. O'Neill, Richard. Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance. Chapter 5. The Design of US Wholesale Energy and Ancillary Service Auction Markets: Theory and Practice. 2008; p 179 – 243. ISBN: 9780080557717
- [19] Gruber, Jonathan. Public Finance and Public Policy. Chapter 7. Public Goods. 2010. p 181 – 203. ISBN-13: 978-1-4292-1949-5

[20] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 080 de 1999. Publicada en el Diario Oficial N° 43.835 del 30 de diciembre de 1999

[21] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 083 de 1999. Publicada en el Diario Oficial N° 43.835 del 30 de diciembre de 1999

[22] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 064 de 2000. Publicada en el Diario Oficial N° 44.117 del 28 de septiembre de 2000

[23] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 063 de 2000. Publicada en el Diario Oficial N° 44.117 del 28 de septiembre de 2000

[24] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 209 de 2015. Publicada en el Diario Oficial N° 49.709 del 27 de noviembre de 2015

[25] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 076 de 2009. Publicada en el Diario Oficial N° 47.386 del 20 de junio de 2009

[26] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 027 de 2016. Publicada en el Diario Oficial N° 49.808 del 7 de marzo de 2016

[27] Comisión de Regulación de Energía y Gas. Documento CREG 080 de 2012. Publicado en Circular CREG 066 del 17 de diciembre de 2012

[28] Pindyck, Robert. Rubinfeld, Daniel. Microeconomía. 7 ed. Pearson – Prentice Hall, 2009, p 169–170.

[29] Samuelson, Paul. The Pure Theory of Public Expenditure. The Review of Economics and Statistics, Vol. 36 (Issue 4. 1954); p 387-389