

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 99 – 2015

DETERMINANTES Y EVOLUCION DE LA TARIFA ELECTRICA AL USUARIO FINAL

Preparado por:

**Argemiro Aguilar Díaz
Pablo Roda
Gabriel Sánchez Sierra**

Bogotá, Mayo 16 de 2015

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	DETERMINANTES Y EVOLUCIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA AL USUARIO FINAL	2
2.1	INTRODUCCIÓN	2
2.2	EVOLUCIÓN DE LA TARIFA	4
2.3	ANÁLISIS DEL CARGO DE GENERACIÓN	8
2.4	ANÁLISIS DEL CARGO DE DISTRIBUCIÓN	17
2.5	TRANSPORTE.....	19
2.6	COMERCIALIZACIÓN	19
2.7	ANÁLISIS DEL CARGO DE RESTRICCIONES	20
2.8	CONCLUSIONES	22
2.9	RECOMENDACIONES.....	23

Resumen Ejecutivo

En el presente informe el CSMEM explora la estructura regulada de las tarifas de energía eléctrica. Se intenta con este análisis explicar el impacto de la variación en los precios mayoristas sobre las tarifas que enfrentan los usuarios finales en el mercado regulado a nivel minorista. Para la elaboración de este informe se analizó información desagregada de tarifas y usuarios, consolidada en la SSPD y los precios de contratos y bolsa, suministrados por XM. A continuación, se enumeran las principales conclusiones del ejercicio.

El componente que más ha crecido en la tarifa final al mercado regulado es el asociado a compras de energía. Este componente ha aumentado tanto por mayores precios de bolsa como por un incremento en el precio promedio de los contratos. Se observa que algunas empresas encuentran dificultades para asegurar una cobertura adecuada de contratos, lo que se ha traducido en un mayor pago por energía y en la volatilidad de las tarifas finales. Se debe esperar hacia el futuro que, con la entrada de nuevos recursos de generación, se reduzca el precio de bolsa, el de los contratos y aumente la oferta de contratos para asegurar la cobertura en los mercados no regulados.

No obstante lo anterior, conviene desarrollar la transparencia del mercado de contratos con la implementación del proyecto de resolución CREG 26 de 2015. En esta dirección, es importante revisar el cronograma de implementación del MOR, o algún mecanismo que introduzca eficiencia en la contratación de energía de largo plazo. También es importante analizar hasta qué punto los altos precios en la bolsa responden exclusivamente a las condiciones de escasez hídrica que han caracterizado los últimos años, o al ejercicio de poder de mercado por parte de algunos generadores.

La creación de las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD) significó variaciones importantes en el cargo de distribución, con reducciones de hasta el 40%, en términos reales, para mercados de mayor tamaño y aumentos de entre 20% y 30% para mercados mayores. Este subsidio, cruzado entre regiones, ameritaría un análisis de eficiencia económica y de distribución de ingresos. A pesar de las bondades para los mercados menores, es importante medir los efectos sobre la competitividad de la industria y sobre la presión de gasto en las familias de bajos estratos en los mercados de mayor tamaño. Lo anterior es particularmente importante si se tiene en cuenta que el costo del sistema de distribución representa un porcentaje elevado de la tarifa al usuario final.

El cargo de transporte se redujo en el periodo analizado. Lo anterior es positivo para el mercado pero es importante tener presente que detrás de esta reducción puede estar el atraso en la ejecución del Plan de Expansión del STN. Atrasos en el STN pueden deteriorar la calidad del servicio e incidir en un mayor porcentaje de reconciliaciones.

El cargo de comercialización captura economías de escala. Sin embargo, algunos comercializadores se focalizan en los usuarios de mayor consumo, lo que les permite ofrecer cargos de comercialización sustancialmente menores, incluso a los de las grandes empresas. Este patrón de competencia, de acuerdo con la literatura económica, puede tener efectos nocivos en el bienestar porque erosiona la base para los subsidios cruzados entre grupos socio-económicos.

1 Introducción

En el presente informe explora la estructura regulada de las tarifas de energía eléctrica y se intenta explicar el impacto de la variación en los precios mayoristas sobre las tarifas que enfrentan los usuarios finales en el mercado regulado a nivel minorista.

Para la elaboración del informe se analizó información desagregada de tarifas y usuarios, consolidada en la SSPD y los precios de contratos y bolsa, suministrados por XM.

El componente de mayor crecimiento en la tarifa final al mercado regulado es el asociado a compras de energía, debido a mayores precios de bolsa, como por un incremento en el precio promedio de los contratos. La creación de las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica, subsidio cruzado entre regiones, significó variaciones importantes en el cargo de distribución. El cargo de transporte se redujo en el periodo analizado y el de comercialización captura economías de escala.

2 Determinantes y Evolución de la Tarifa Eléctrica al Usuario Final

2.1 Introducción

En el marco regulatorio del sector eléctrico colombiano, salvo algunas excepciones, las actividades de generación, transporte y distribución no están integradas verticalmente en el mismo operador¹. En contraste, la distribución y la comercialización pueden ser prestadas por una misma empresa, pero el distribuidor no tiene exclusividad para comercializar a nivel minorista en el área geográfica de cobertura de su red. Esta configuración difiere de otros mercados, como los de Estados Unidos, donde un minorista puede contar con recursos de generación y ofrecer su propia energía a los clientes finales.

Dado el carácter de monopolio natural de las actividades de transporte y distribución, los cargos que remuneran estos componentes de la cadena están regulados con un precio tope. El marco se estructura sobre la base de un nivel suficientemente intenso de competencia entre generadores y en consecuencia, el precio spot de la energía a nivel mayorista se forma en un mercado libre de ofertas administrado centralmente por el operador del mercado (XM); los precios de contratos se forman en transacciones bilaterales entre vendedores y compradores no regulados o que atienden la demanda regulada. Se trata de contratos financieros entre las partes que no inciden en los niveles de generación de las plantas.

El operador del sistema define, con base en méritos de las ofertas diarias de precios y disponibilidad comercial, el orden del despacho asignando la generación de cada planta. Las posiciones financieras negativas o positivas de vendedores y compradores en el mercado, dependerán de los balances entre su generación y los compromisos de venta de energía en contratos. El operador del sistema registra los contratos bilaterales y liquida los saldos a favor o en contra de cada agente vendedor y comprador en el mercado mayorista.

El traslado de los costos de la energía a los usuarios finales está regulado por la Resolución CREG 119 de 2007. En la fórmula, tanto la tarifa al usuario como cada uno

¹ La regulación impone límites a la participación que puede tener una empresa en otros eslabones de la cadena. Estos límites no operan sobre las empresas que ya eran integradas con anterioridad a las leyes 142 y 143 de 1994.

de sus componentes varían directamente con el consumo (totalmente variables) y se expresan en términos de pesos por kilovatio hora (\$/Kwh)²

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

Donde:

n, m, i, j corresponden al nivel de tensión, mes, comercializador minorista y mercado de comercialización, respectivamente.

CUv es Costo Unitario al usuario final (\$/Kwh)

G costo de compra de energía (\$/Kwh)

T es el costo por el uso de SNT (\$/Kwh)

D Costo del sistema de distribución (\$/Kwh)

Cv Margen de comercialización (\$/Kwh)

R Costo de restricciones y servicios asignados al comercializador i

PR Pérdidas acumuladas hasta el nivel de tensión n

Sin considerar los flujos de subsidios y contribuciones³, entonces, el usuario final cancelará por cada kilovatio hora consumido el costo unitario (CU). Este nivel tarifario permite remunerar los costos en que incurrió la empresa prestadora del servicio por sus compras de energía en el mercado mayorista (G), los cargos de transporte (T)⁴, el cargo de distribución (D)⁵ y un margen variable de comercialización (Cv)⁶. Incluye

² La fórmula contiene un componente del costo de comercialización fijo, asociado a los costos directos que impone la atención de cada usuario. Al momento este componente se ha mantenido en cero.

³ Esto equivale al costo que se cobra a un usuario de estrato 4. Los estratos 5 y 6 cancelan una contribución del 20% y los consumos de los estratos 1, 2 y 3, se benefician del subsidio que introdujo la ley 142 de 1994. Inicialmente, se esperaba un balance entre subsidios y contribuciones. Con el desmonte de las contribuciones a la industria y el acotamiento en el crecimiento a las tarifas al IPC para estratos bajos, el régimen de solidaridad es deficitario y se balancea con recursos del presupuesto nacional. En este informe no se analiza el esquema de subsidios y contribuciones.

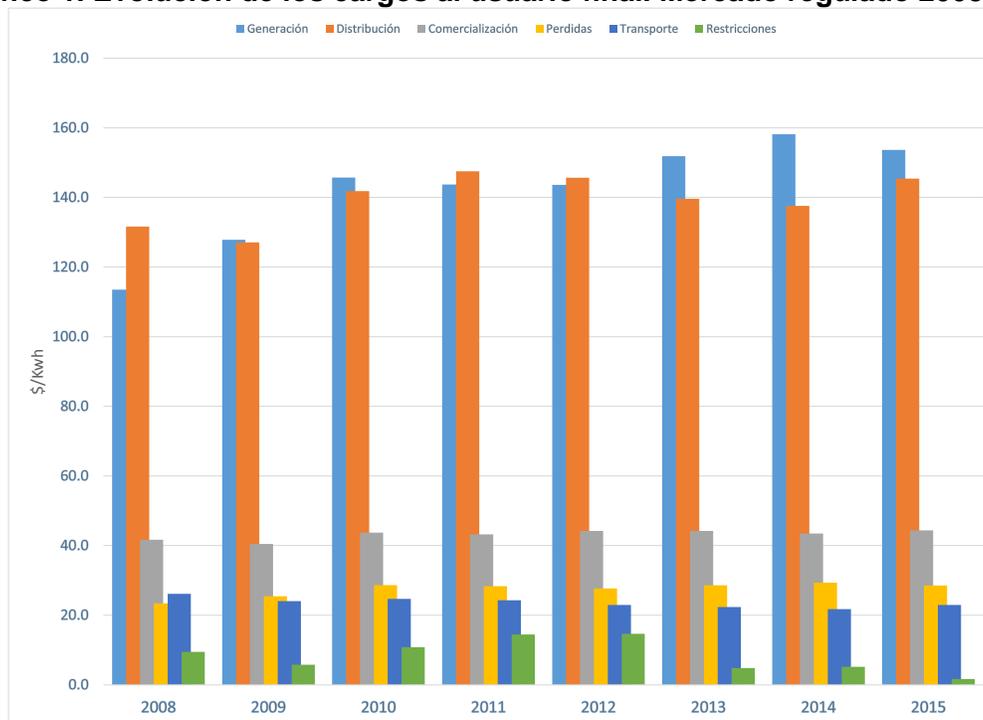
⁴ En Colombia el cargo de transporte es una estampilla. Es decir, el cargo es el mismo no importa la localización geográfica del cliente. La UPME define el plan de expansión de la red nacional de transmisión y licita los proyectos de expansión del STN. El adjudicatario se remunera con un ingreso anualizado. El cargo de transporte se obtiene del cociente entre los pagos de todos los compromisos del sistema con los transportadores y la demanda total del sistema.

⁵ El cargo de distribución se regula con base en el valor normativo de los activos, la demanda del distribuidor, los gastos de AOM en condiciones de eficiencia y una utilidad razonable sobre el capital (WACC).

además, los costos de restricciones y servicios (R), que se causan entre otros factores, por los mayores costos de generación con respecto al despacho ideal que implican las restricciones operativas del sistema. Finalmente, el cargo debe contemplar las pérdidas de energía (PR). El comercializador compra un nivel dado de energía, pero solo puede vender este volumen menos las pérdidas técnicas del sistema. Tanto el cargo de distribución como las pérdidas son función inversa del nivel de tensión en el que el usuario esté conectado al sistema⁷.

2.2 Evolución de la Tarifa

Gráfico 1. Evolución de los cargos al usuario final. Mercado regulado 2008-2015



Fuente: SSPD

De acuerdo con la base de información que consolida la SSPD (SUI), en los últimos 8 años, la tarifa promedio al usuario final pasó de \$346/Kwh a \$397/Kwh, en pesos constantes de marzo de 2015. Lo anterior tiene implícito un crecimiento del 15% para todo el periodo, que equivale a un 2% promedio anual. El componente que más

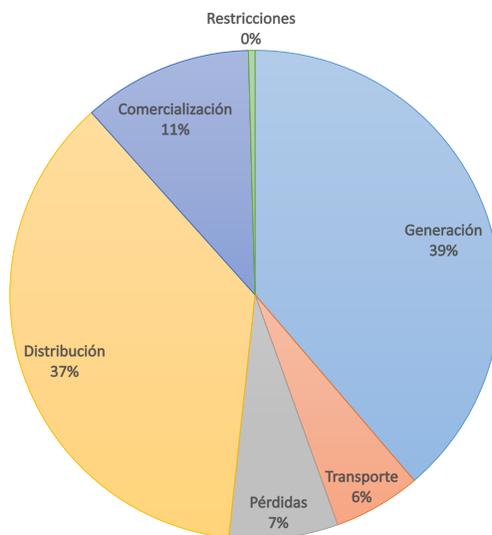
⁶ El cargo de comercialización captura los costos eficientes asociados a la atención de cada cliente (lectura y facturación, entre otros) y aquellos asociados con el riesgo de precio asociado a las actividades de compra y venta en el mercado mayorista y los costos de administración de la cartera.

⁷ El sistema tiene definidos 4 niveles de tensión en función del voltaje. En general, los usuarios regulados están conectados al nivel 1, donde el voltaje es más bajo. En este nivel las pérdidas acumuladas son mayores y el cargo de distribución es mayor.

contribuyó al alza en las tarifas fue el de compras de energía en el mercado mayorista (G), que creció a un TACC del 4.4%. También crecieron en forma importante las pérdidas, con un TACC del 2.9%. Los cargos de distribución y comercialización crecieron a tasas bajas en precios constantes de 1.4% y 0.9% anual, respectivamente. Finalmente, tanto los cargos de transporte como las restricciones tuvieron crecimientos negativos a los largo del periodo.

Tres cuartas partes de la tarifa están explicadas por los cargos de generación y distribución, que representan proporciones similares. Como se observa en el gráfico anterior, el componente de distribución, en promedio, cedió participación al componente de generación, durante el periodo analizado. Le siguen en importancia el componente de comercialización, las pérdidas y el transporte. Llama la atención que el costo asociado a las pérdidas técnicas supere el costo de transportar la energía desde las plantas de generación hasta los puntos de consumo. Las restricciones tienen una participación baja en el 2015 pero se presentaron años que superaron el 10% del costo final al usuario. En particular, el 2011 y el 2012 fueron años con altas restricciones de red.

Gráfico 2. Estructura de la tarifa promedio 2015

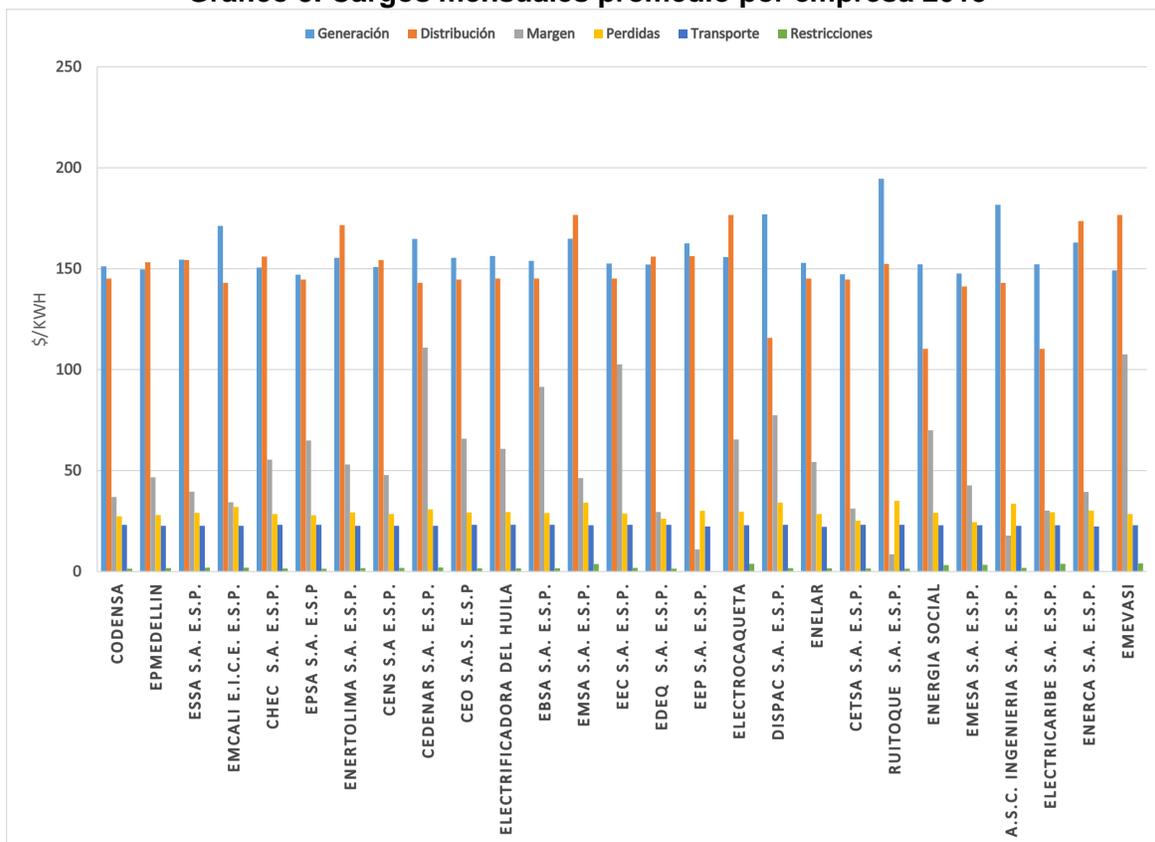


Fuente: SSPD

En el siguiente gráfico, se presenta la estructura del costo final al usuario para todas las comercializadoras que atienden el mercado regulado. Como se observa, en general, las empresas de menor tamaño enfrentan un mayor costo en las compras mayoristas de energía. También, se observa una relación inversa entre el cargo de distribución y el

tamaño de la empresa. Finalmente, se destaca que el cargo de comercialización para las empresas menores tiene a ser relativamente bajo. Sobre estos puntos se profundizará más adelante.

Gráfico 3. Cargos mensuales promedio por empresa 2015



Fuente: SSPD

En las gráficas siguientes se incluyen algunos ejemplos de la evolución de los componentes tarifarios para empresas específicas. Por la forma en que está regulada la tarifa final, los componentes de transporte y restricciones muestran la misma evolución para todos los comercializadores. No ocurre lo mismo con los componentes de generación y distribución. Las empresas de mayor tamaño muestran un patrón similar en los costos de compra de energía. EPM y Codensa, y en algún grado ESSA y Electricaribe, enfrentaron un aumento considerable en el costo mayorista en el 2008. A partir de este año, el componente G se ha mantenido estable en precios constantes, salvo un pico muy marcado a mediados de 2014, que coincide con los aumentos en los precios de bolsa. Para las empresas pequeñas, como Ruitoque y ASC Ingeniería, el costo de compra de energía ha sido creciente a lo largo del periodo y considerablemente mayor que el de las empresas grandes.

Gráfico 4. Codensa

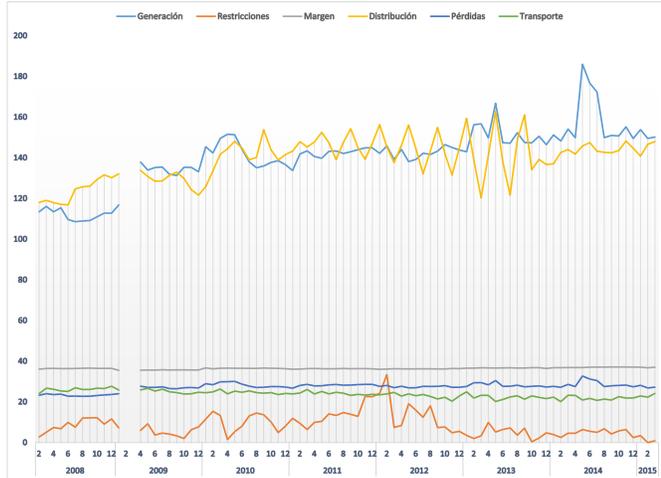


Gráfico 5. EPM

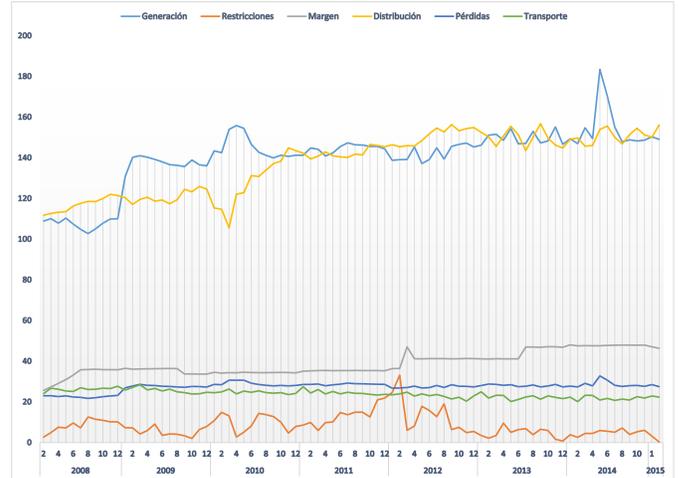


Gráfico 6. Electricaribe

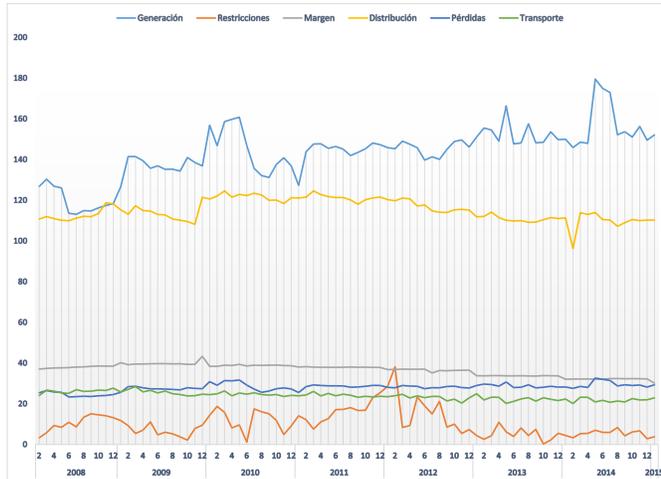


Gráfico 7. ESSA

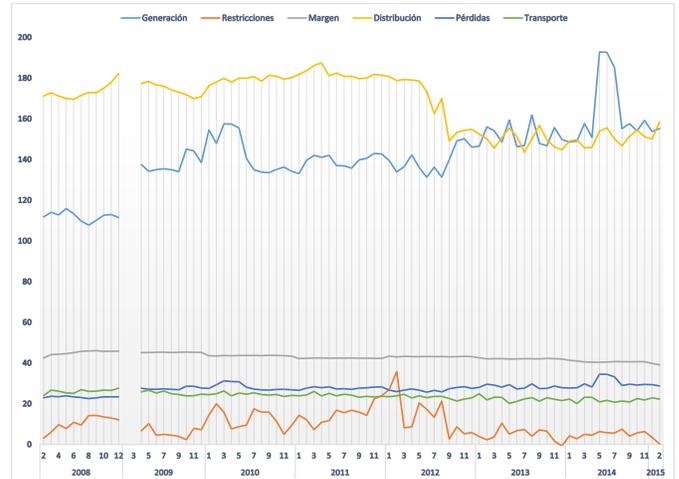


Gráfico 8. Ruitoque

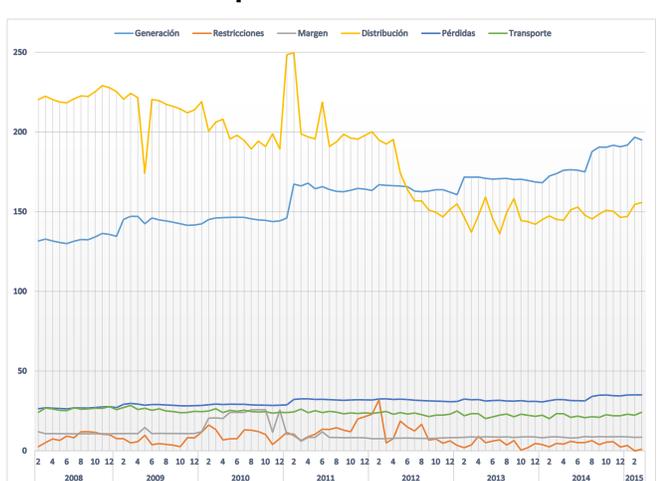
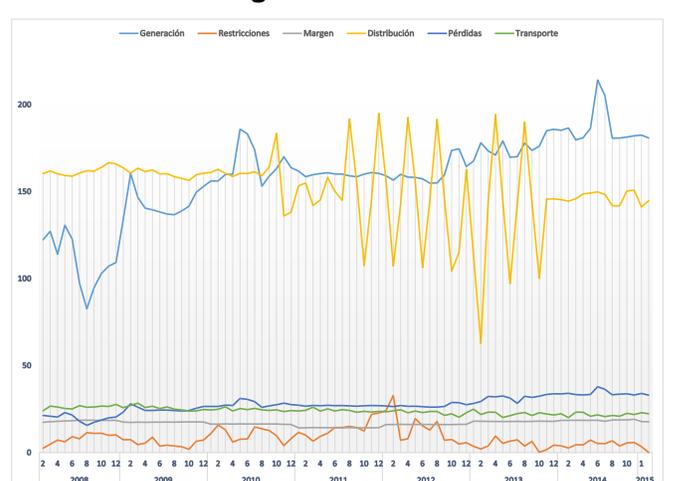


Gráfico 9. ASC Ingenieria



Con respecto al cargo de distribución, se observa un aumento importante en Codensa y EPM a partir del año 2008, presumiblemente asociado con la conformación de las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD). En efecto, con esta norma se estampilló el cargo de distribución, uniendo mercados densos y de gran tamaño con mercados adyacentes de menor tamaño. Se busca, con esta regulación, repartir los beneficios por economías de escala en una masa mayor de clientes. Posterior a esta reforma, los cargos se han mantenido relativamente estables. A diferencia de EPM y Codensa, en Electricaribe se dio una ligera caída del cargo durante el periodo. El alza en Codensa se refleja en una reducción de cargos para las empresas embebidas en la misma ADD, como es Ruitoque.

2.3 Análisis del Cargo de Generación

La fórmula tarifaria permite trasladar al usuario final los costos de la energía en que incurrió el comercializador. Esta figura se conoce como el pass through y se aplica para regular costos que están por fuera del control del agente regulado. En efecto, el comercializador/distribuidor no incide en los factores que determinan la evolución de los precios del mercado mayorista y en esta medida, no está en capacidad de mitigar los riesgos de precio. No obstante lo anterior, no se trata de un pass through puro. La fórmula contiene un mecanismo orientado a incentivar compras eficientes por parte del comercializador.

Bajo un pass through puro, un comercializador podría pagar cualquier precio en su compra de contratos, y la regulación se lo permitiría pasar al usuario final. En este contexto, no sólo el comercializador no haría esfuerzos por gestionar las compras a los menores precios posibles sino que abriría la posibilidad de comportamiento de riesgo moral, pagando la energía por encima del precio de mercado y repartiendo la diferencia con el vendedor. Este elemento es particularmente delicado en los agentes que integran verticalmente generación y distribución y en mercados inelásticos como el eléctrico.

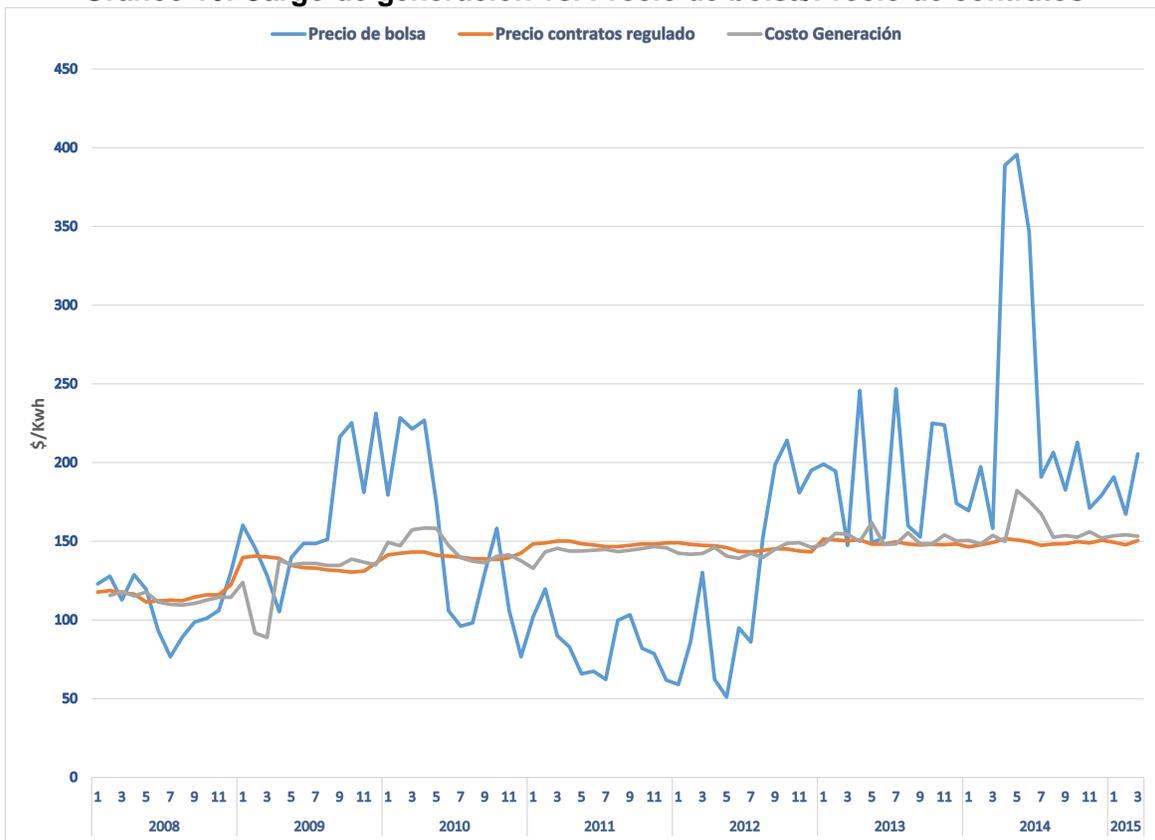
De acuerdo con lo anterior, la fórmula de formación del cargo de generación contiene un doble ponderador. El primero pondera los costos de la energía adquirida en contratos bilaterales con la comprada en la bolsa. El ponderador corresponde a la participación de las compras en contratos sobre la demanda final del comercializador,

para el mes anterior (Q_{cm-1})⁸. Puesto que el precio de bolsa es observable y se asume exógeno, este se traslada directamente al cargo de generación.

El segundo ponderador está dirigido a suavizar el precio efectivo en que contrató el agente (P_{cm-1}) con el precio promedio de todos los contratos liquidados en el MEM con destino al mercado regulado en el mes anterior (M_{cm-1}). El ponderador alfa originalmente dependía de la relación entre el costo de comercialización y el costo de compras al mercado regulado. Se buscaba de esta forma que el grado de exposición del agente, por malas decisiones o imperfecciones en el mercado, se limitara a los ingresos que derivaba por el cargo de comercialización. Actualmente, el factor es fijo⁹.

$$G_{m,i,j} = Q_{cm-1} \times (\alpha_{i,j} \times P_{cm-1} + (1 - \alpha_{i,j}) \times M_{cm-1}) + (1 - Q_{cm-1}) \times P_{b_{m-1}} + AJ_{m,i}$$

Gráfico 10. Cargo de generación vs. Precio de bolsa/Precio de contratos



Fuente: SSPD

⁸ Este ponderador está acotado a 1. Es decir, si los contratos superan la demanda, entonces el ponderador adquiere el valor de 1.

⁹ El último término de la ecuación (AJ) permite ajustar los desfases que se originan para el cargo en un mes determinado, por diferencias entre la estimación de las variables y los valores finalmente observados en el mes m-1.

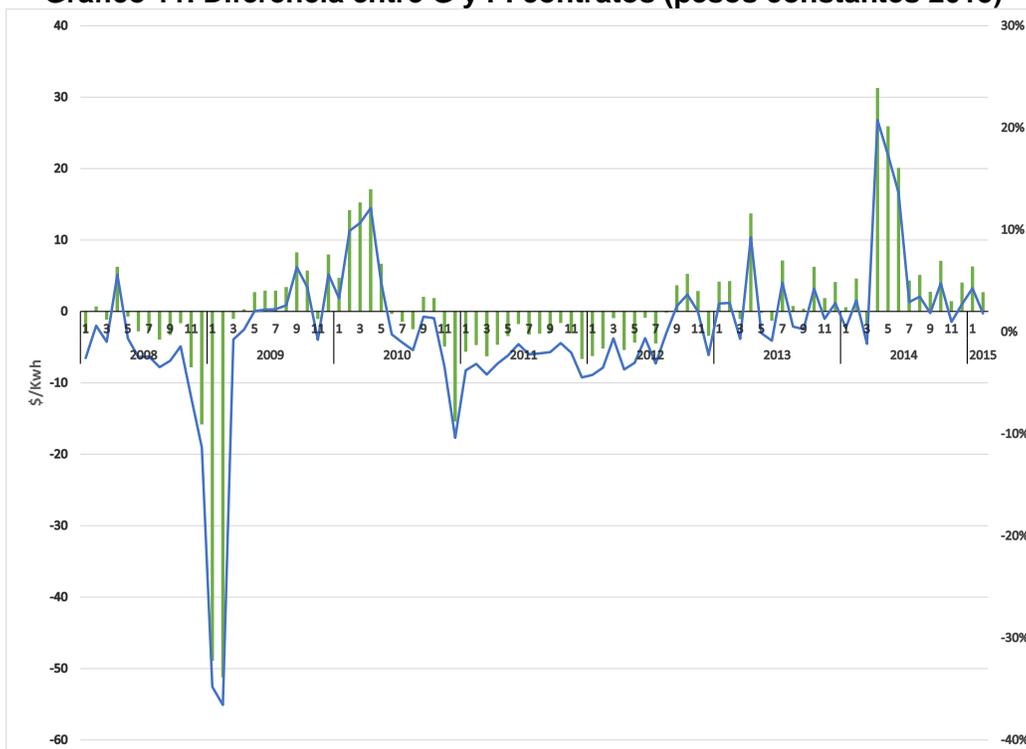
El gráfico 10 muestra la evolución del precio de bolsa, del precio de los contratos del mercado regulado y del cargo de generación. El precio promedio de los contratos para el periodo 2008-2015 se estima en \$140.8/Kwh. El promedio para 2008 fue de \$115.6/Kwh y para los tres meses corridos del 2015 \$149.3/Kwh, lo que lleva implícito una tasa promedio anual de 3.7%. Por otro lado, el precio promedio para la bolsa ascendió a \$152.3/Kwh, con un promedio para 2008 de \$108.9/Kwh y para el 2015 de \$187.9/Kwh, con una tasa de crecimiento del 8.1% promedio anual.

Como se observa en el gráfico, el precio de los contratos es mucho menos volátil que el de la bolsa. La desviación estándar del precio de los contratos para el mercado regulado es de 11.4, que representa apenas un 8% del promedio para el periodo. En contraste, la desviación estándar del precio de bolsa es de 67.3, que equivale a un 44% del promedio. Este comportamiento es normal en el sentido en que el objeto de los contratos bilaterales es precisamente mitigar los riesgos asociados a las variaciones de precios del spot. Como se observa, el precio de los contratos es similar a la tendencia del precio de bolsa.

No obstante, se advierte que, a partir del 2012, la bolsa se separó del precio de contratos. Detrás de este comportamiento pueden haber incidido varios factores. En primer lugar, la capacidad de generación se mantuvo relativamente constante, al tiempo que la demanda creció, con lo cual, se estrechó el margen de reserva y se requieren recursos más costosos para atender la demanda. Con menores márgenes de reserva, además, se exacerba el poder de mercado. En segundo lugar, se trató de un periodo relativamente seco que limitó el aporte de la generación hidráulica. Finalmente, en este período el precio regulado del gas de la Guajira creció significativamente hasta la entrada en vigencia de la resolución 089 de 2013.

Si bien es normal que en periodos de escasez el precio de bolsa se separe del precio de contratos, estas situaciones pueden comprometer la sostenibilidad financiera de los agentes comercializadores con una alta exposición a bolsa. En algunas circunstancias, además, inciden en aumentos considerables en la tarifa al usuario final. En particular, en el periodo analizado, se destacan dos eventos, a principios del 2010 y a mediados del 2014, donde el precio de compra de energía que soportaron los usuarios estuvo más de un 10% por encima del precio de los contratos de largo plazo. También se detectan periodos en que el precio de bolsa ha reducido significativamente el costo de la energía al usuario final (i.e. finales del 2008 y principios del 2009).

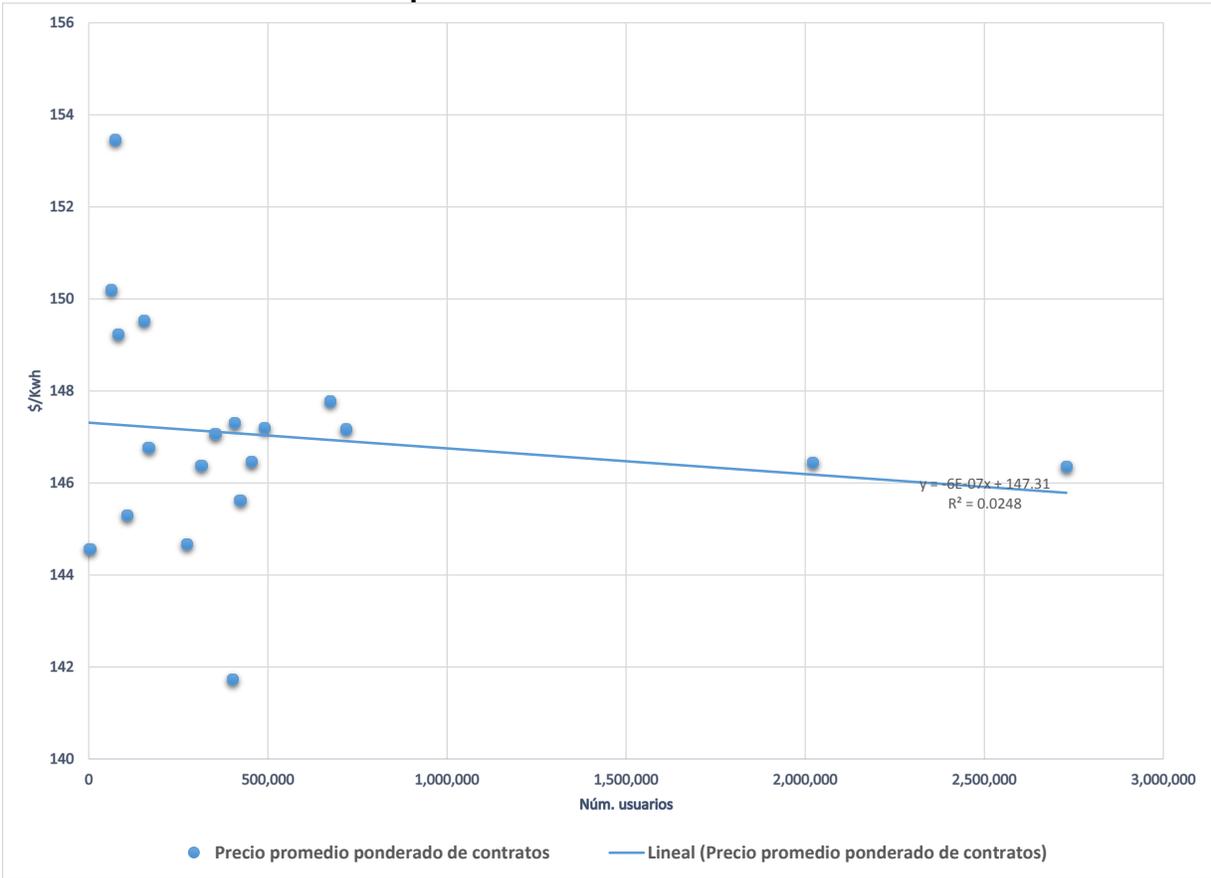
Gráfico 11. Diferencia entre G y P. contratos (pesos constantes 2015)



A continuación el gráfico 12 muestra la relación entre los precios de los contratos y el tamaño del mercado regulado atendido por el comercializador para el promedio 2013 – agosto de 2014.¹⁰ Se observan economías de escala débiles, en el sentido en que empresas de mayor tamaño podrían estar comprando a menor costo. No obstante, la gráfica permite observar una gran dispersión en los precios que enfrentan los distintos agentes. Lo anterior puede estar explicado por compras en diferentes períodos de tiempo y a plazos diferentes. En general, las empresas que cubrieron su contratación con mayores plazos pueden registrar promedios de precios de contratos menores. También puede estar influyendo la calidad crediticia de los compradores y el carácter integrado de algunos agentes. De cualquier forma, en un mercado más eficiente y transparente, se esperaría una menor dispersión de precios. En esta dirección, el CSMEM considera muy útil la expedición de la propuesta regulatoria contenida en la Resolución 26 de 2015, dirigida a hacer pública la información de contratos. Sin duda esta medida permitirá aumentar la transparencia y eficiencia en este mercado.

¹⁰ El CSMEM contó con acceso a la información de precios de todos los contratos en el período bajo análisis. No obstante, solo fue posible ponderar estos precios por los volúmenes despachados de cada contrato para el período 2013 – agosto de 2014 porque, solo se disponía de información de energía despachada para este intervalo de tiempo. Este comentario aplica a los siguientes resultados del análisis de G. En el futuro el CSMEM ampliará el ejercicio a todo el período 2008 – 2015.

Gráfico 12. Precio promedio de contratos vs. Número de usuarios

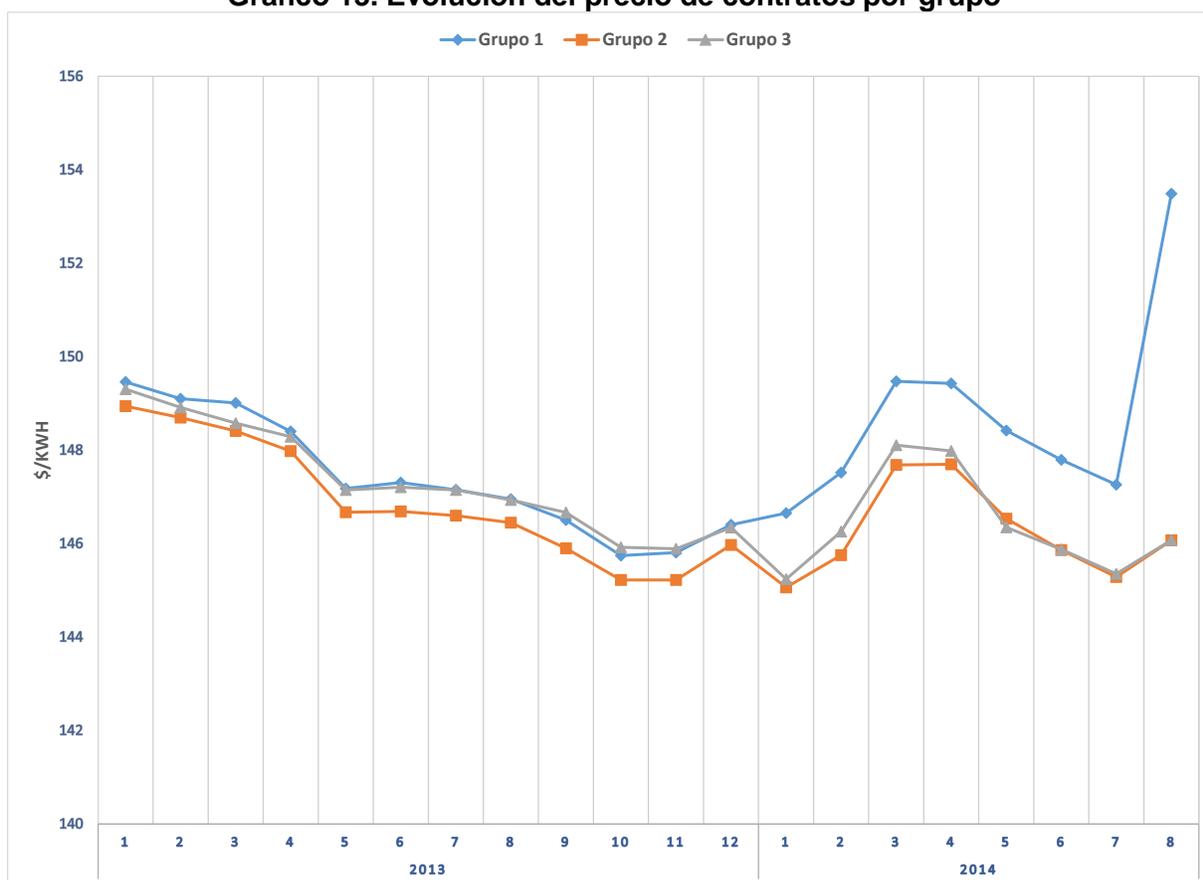


Fuente: SSPD y XM

El gráfico 13 arroja evidencia para corroborar que el tamaño de la empresa comercializadora incide en el precio del contrato. Para ello se dividió la muestra en 3 grupos. El grupo 1 recoge las empresas de menos de 200.000 usuarios; el grupo 2 las que se ubican entre 200.000 y 1.000.000 de usuarios y; el grupo 3, las que atienden un mercado con más de un millón de usuarios.

Como se observa, las de menor tamaño han enfrentado persistentemente mayores precios. En 2014 se amplía la desviación entre los precios que pagan las del grupo 1 y las de los grupos 2 y 3. Lo anterior muestra que efectivamente las empresas de menor tamaño enfrentan mayores dificultades para asegurar la cobertura de la demanda.

Gráfico 13. Evolución del precio de contratos por grupo

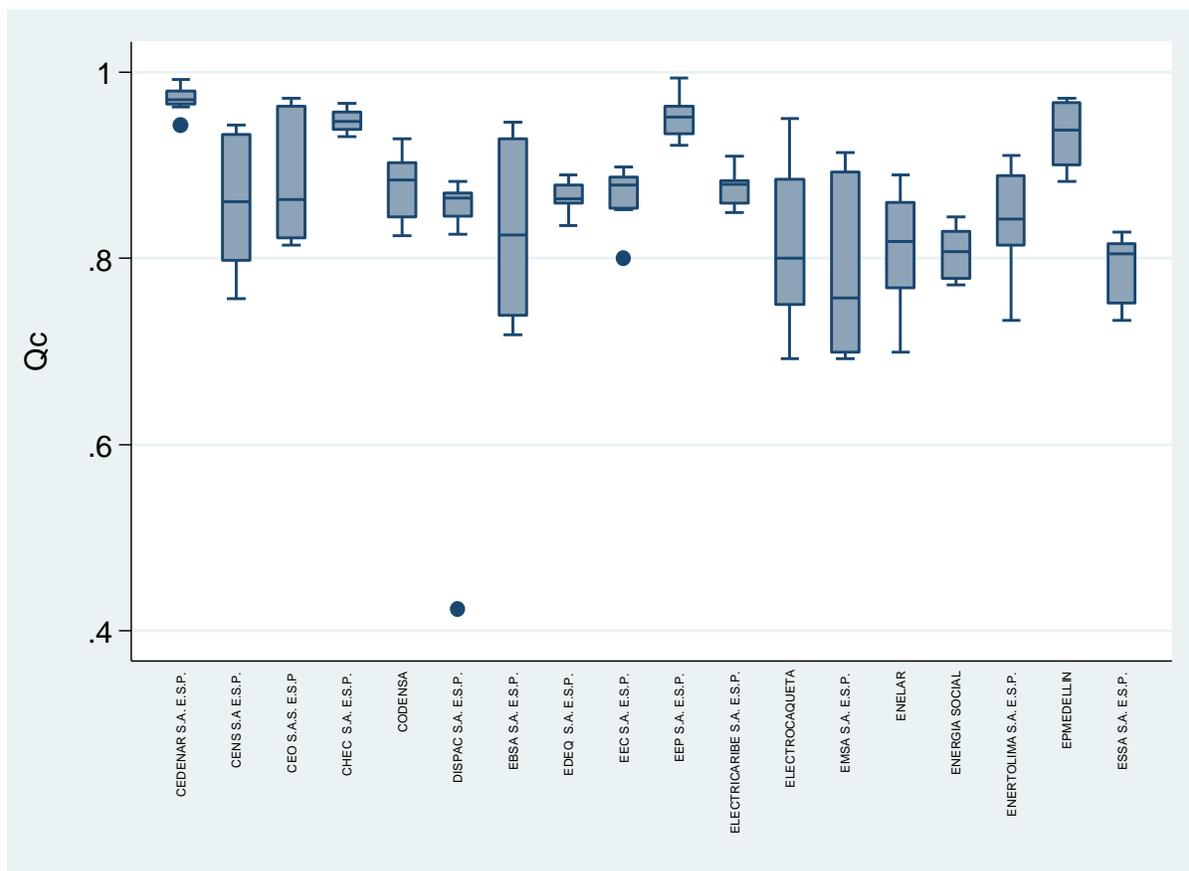


Fuente: SSPD y XM

Para describir el nivel de exposición de los distintos comercializadores al mercado spot, se construyeron gráficas de caja que resumen la información del promedio (línea central de la caja), la dispersión (parte oscura de la caja) y los máximos y mínimos (extremos del intervalo) de la cobertura de contratos en el periodo enero a agosto de 2014.

Como se observa en el gráfico 14, hay un grupo de empresas con más de un 95% de cobertura (i.e. EPM, Codensa, EEP y CEDENAR). Para estas empresas, además, la dispersión es baja, lo que sugiere contratación del largo plazo. En el otro extremo, se encuentran empresas con casi un 20% de su demanda expuesta a la volatilidad de la bolsa. Este es el caso de Electrocaquetá, EMSA, ESSA, ENERGIA SOCIAL y ENELAR. En general, en estas empresas la dispersión es mayor, lo que evidencia la presencia de contratos de más corto plazo.

Gráfico 14. Nivel de cobertura en contratos

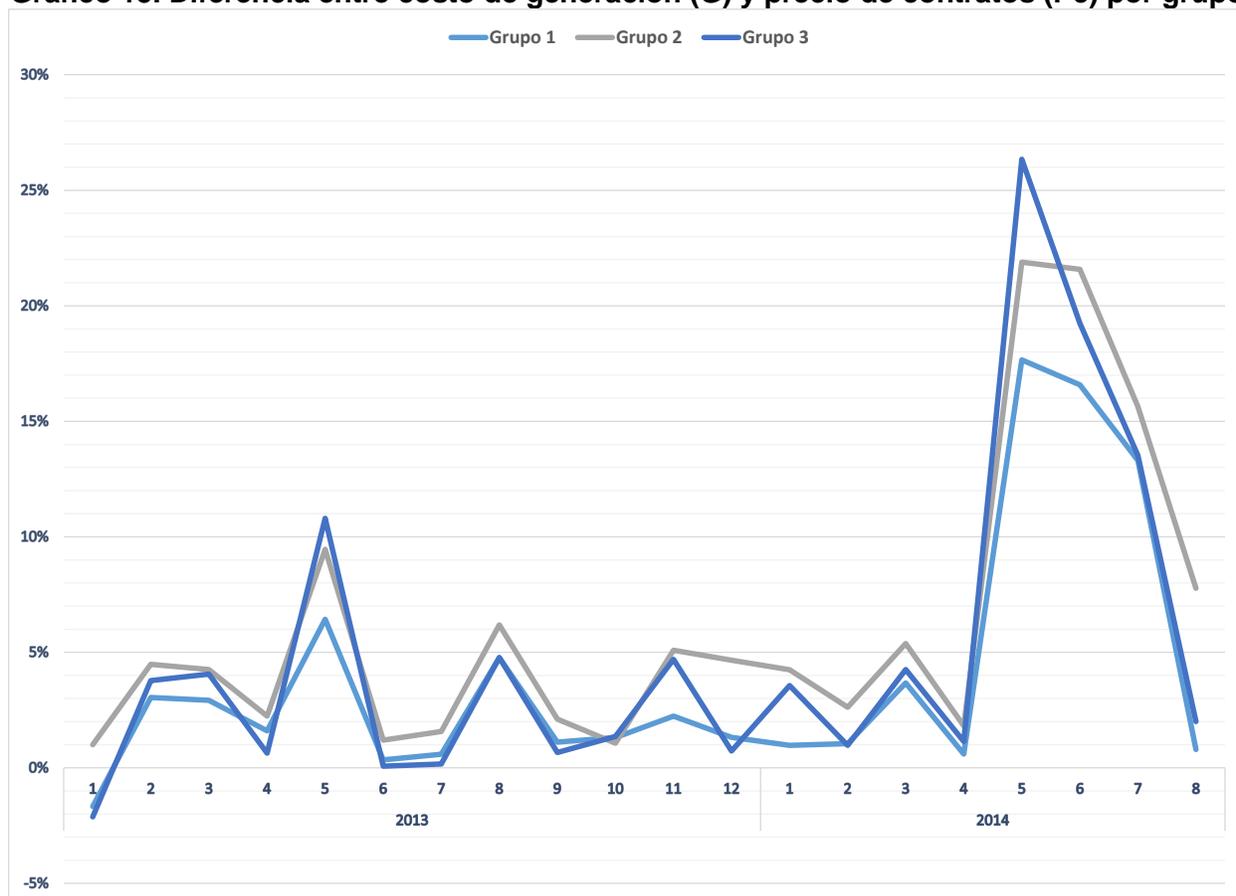


Fuente: XM

La diferencia entre el costo de generación y el precio de contratos da un orden de magnitud de la transmisión de la oscilación en los precios de bolsa sobre los usuarios finales. En periodos normales, el comportamiento de la bolsa explicaría variaciones de hasta el 5% en el precio de la energía que pagan los usuarios finales del mercado regulado. No obstante, esta diferencia ascendió hasta el 10% en mayo del 2013 y hasta un 25% en el pico de precios de mayo del 2014.

Contrario a lo esperado, la mayor desviación se observa en el grupo de empresas grandes que, en general, cuentan con mayor cobertura de contratos. Lo anterior puede estar explicado en que las del grupo 1 enfrentan precios mayores en sus contratos y, por lo tanto, una menor diferencia con los precios de bolsa cuando estos se elevan. Esta menor diferencia se reflejaría en la distancia entre le G y el precio de contratos.

Gráfico 15. Diferencia entre costo de generación (G) y precio de contratos (Pc) por grupo

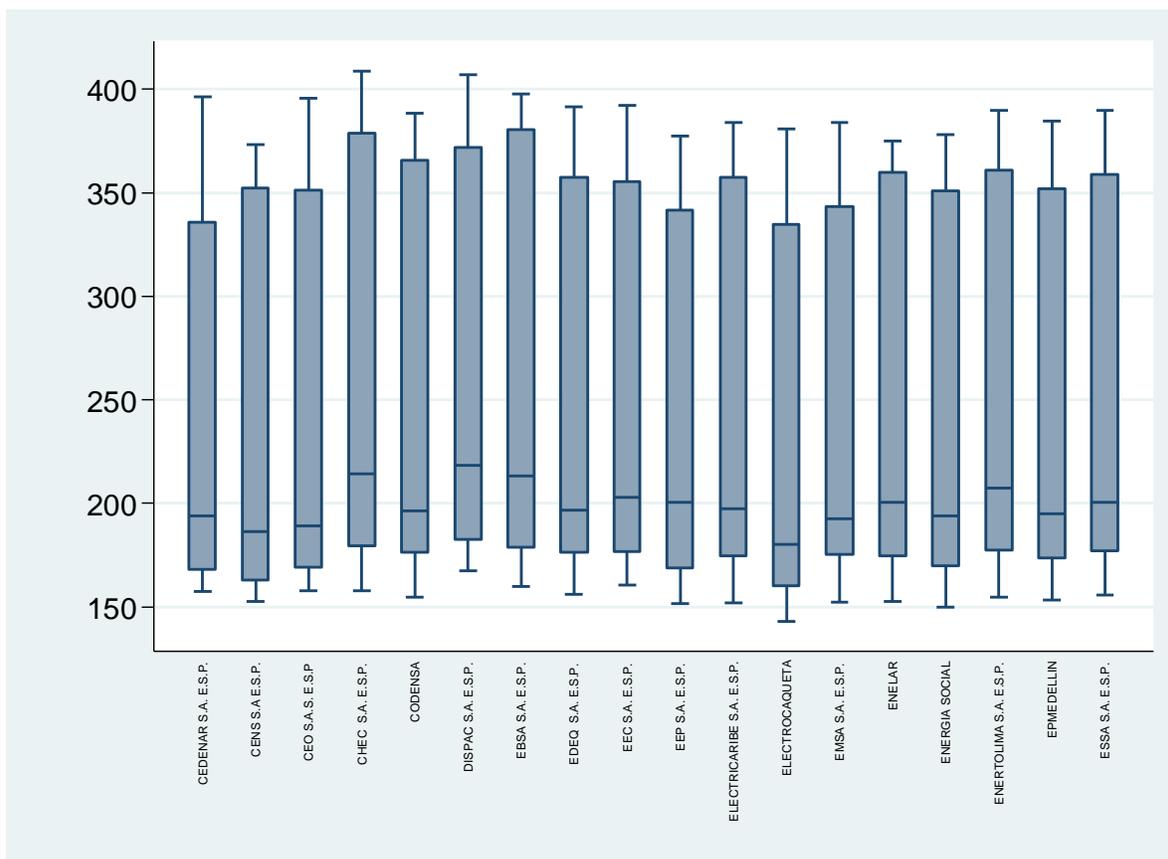


Fuente: SSPD y XM

A continuación se muestra el gráfico 16 de cajas que resume los precios de bolsa que enfrentaron los distintos comercializadores en 2014. Aunque el precio de bolsa es único para todos los agentes, se presentan diferencias en la medida en que el nivel de exposición a bolsa varía en términos de días (u horas) de un agente a otro¹¹. De cualquier forma, esta gráfica muestra que el promedio para este periodo es bastante alto; alrededor de los \$200/Kwh, y los máximos superan para todos los agentes los \$350/Kwh. Estas estadísticas resaltan la importancia de la cobertura de contratos para mantener estable la tarifa al usuario final del mercado regulado. En consecuencia, es necesario profundizar en los remedios para controlar el poder de mercado que, de acuerdo con distintos diagnósticos, se ejerce en el mercado de contratos en Colombia.

¹¹ En efecto, el término G de la fórmula tarifaria toma el precio de bolsa que efectivamente enfrentó cada comercializador en el mes anterior.

Gráfico 16. Precio de bolsa

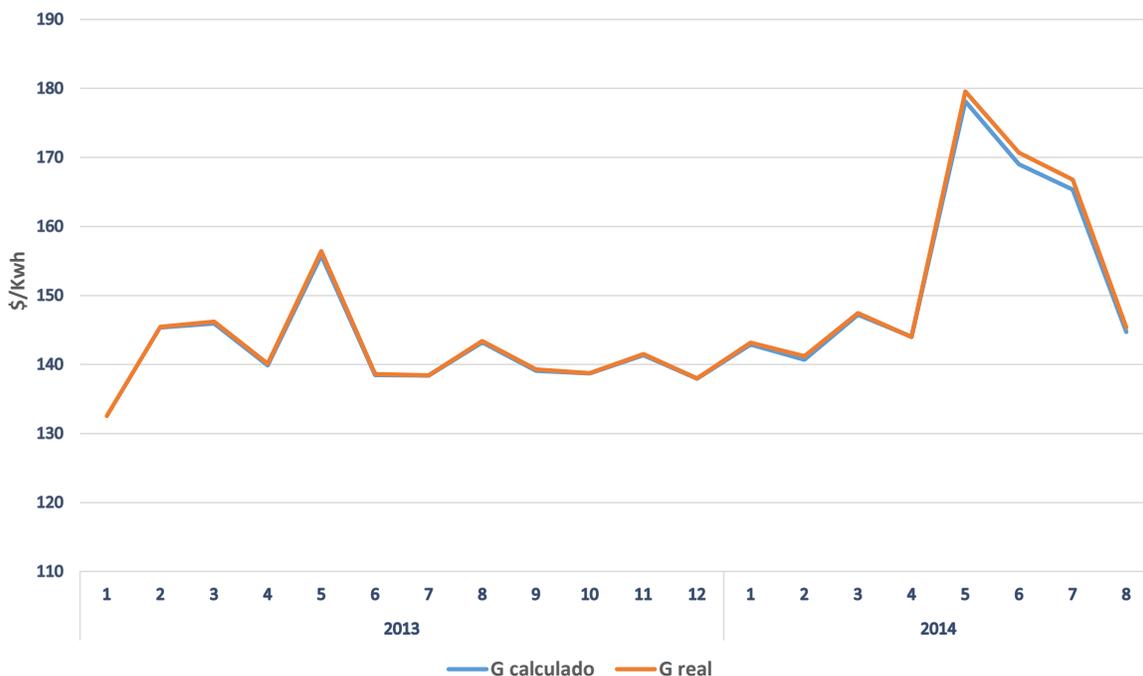


Fuente: XM

Finalmente, se hizo el ejercicio de comparar el G que traslada Codensa a sus usuarios con el calculado a partir del comportamiento observado de las variables del mercado¹². Como se observa en la gráfica, las diferencias son mínimas. Lo que sugiere el cumplimiento de la aplicación de la fórmula tarifaria en el componente de compras de energía. Al futuro, la SSPD podría replicar este cálculo sistemáticamente para todos los comercializadores.

¹² El ejercicio se realizó sólo para Codensa porque esta empresa compartió con el CSMEM el parámetro alfa. Para generalizar el ejercicio a otros comercializadores es necesario contar con el valor que adquiere el parámetro en cada una de ellas. Aún en el caso de Codensa fue necesario utilizar como ponderador, entre bolsa y contratos (Q), la cobertura general y no limitada al mercado regulado como se expresa en la resolución.

Gráfico 17 G calculado vs G real para Codensa



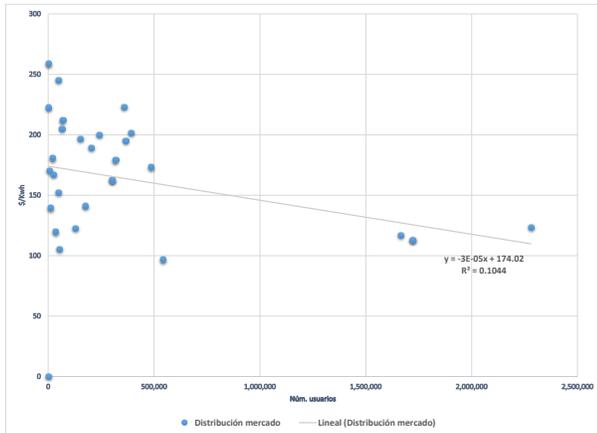
Fuente: elaboración propia a partir de datos de XM y SSPD

2.4 Análisis del Cargo de Distribución

El cargo de distribución pasó de 136 a 145 pesos por Kwh, en pesos constantes del 2015, con un crecimiento promedio anual del 1.4%.

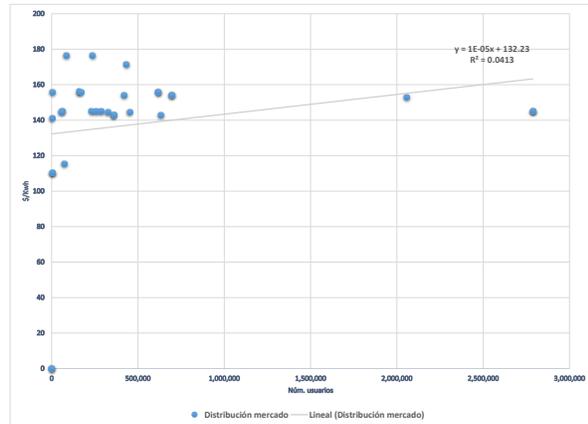
En los siguientes gráficos se observa el efecto que tuvo la creación de las áreas de distribución de la resolución 58 del 2008. En 2008, se observan economías de escala marcadas. Los mercados más grandes del país enfrentaban costos de distribución menores y en consecuencia, el cargo para remunerarlos era menor. En 2015, tras haber promediado los costos y cargos entre mercados grandes y menores, como se observa en la gráfica de la derecha, desaparecen las economías de escala.

Gráfico 18. Cargo de distribución por mercado 2008



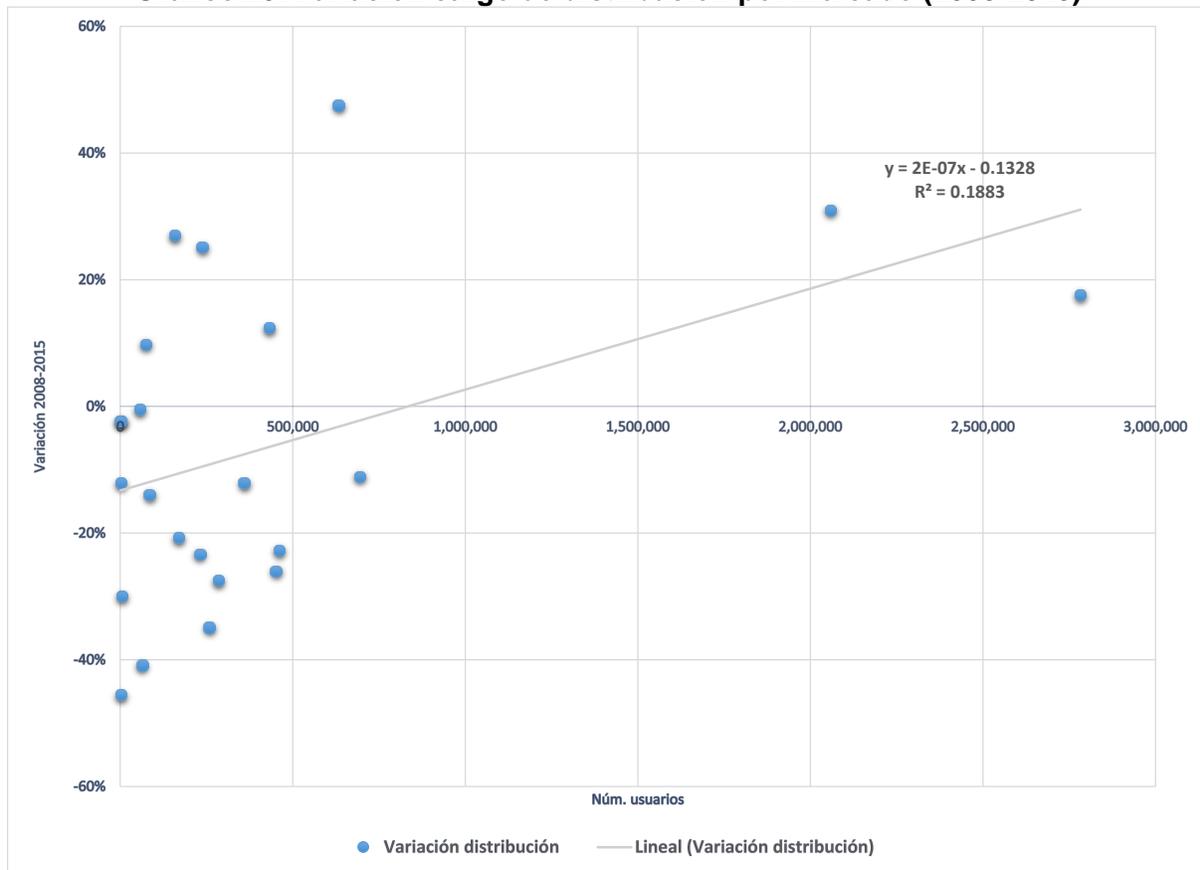
Fuente: SSPD

Gráfico 19. Cargo de distribución por mercado 2015



Fuente: SSPD

Gráfico 20. Variación cargo de distribución por mercado (2008-2015)



Fuente: SSPD

Una forma alternativa de analizar el impacto de la medida sobre los distintos mercados es calcular la variación en el D entre 2008 y 2015, y relacionarla con el tamaño del mercado. Para los mayores mercados del país, el cargo aumentó en precios constantes entre un 20% y un 30%. Este efecto no es despreciable para los usuarios en las ciudades mayores, dado el porcentaje del cargo de distribución dentro de la tarifa final. En contraste, en algunos mercados pequeños se observaron reducciones del cargo de distribución de hasta el 40% en precios constantes. Es importante tener en cuenta que este no es el único factor de variación del cargo de distribución; en el periodo se pudieron haber revisado los cargos aprobados.

2.5 Transporte

Como se mencionó atrás, el cargo de transporte es único, independientemente de la localización del mercado (estampilla). Durante el periodo analizado, el cargo promedio de transporte fue de \$23.6/Kwh, con un mínimo de \$21.7/Kwh en el 2013 y un máximo de \$26.2/Kwh en el 2008. El cargo de transporte se mantiene relativamente constante, en la medida en que el aumento porcentual en los costos (CAPEX y OPEX) de la red asociados a nuevos proyectos de expansión sea similar al aumento porcentual en la demanda de energía a nivel nacional. En la medida en que el plan de expansión se ha retrasado, y la demanda ha sido dinámica, el cargo tiene una tendencia a decrecer. En los próximos años se puede esperar un incremento por la entrada de nuevos proyectos de expansión y por la tasa de hasta \$2.5/Kwh transportado, establecida por el Artículo 185 del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018.

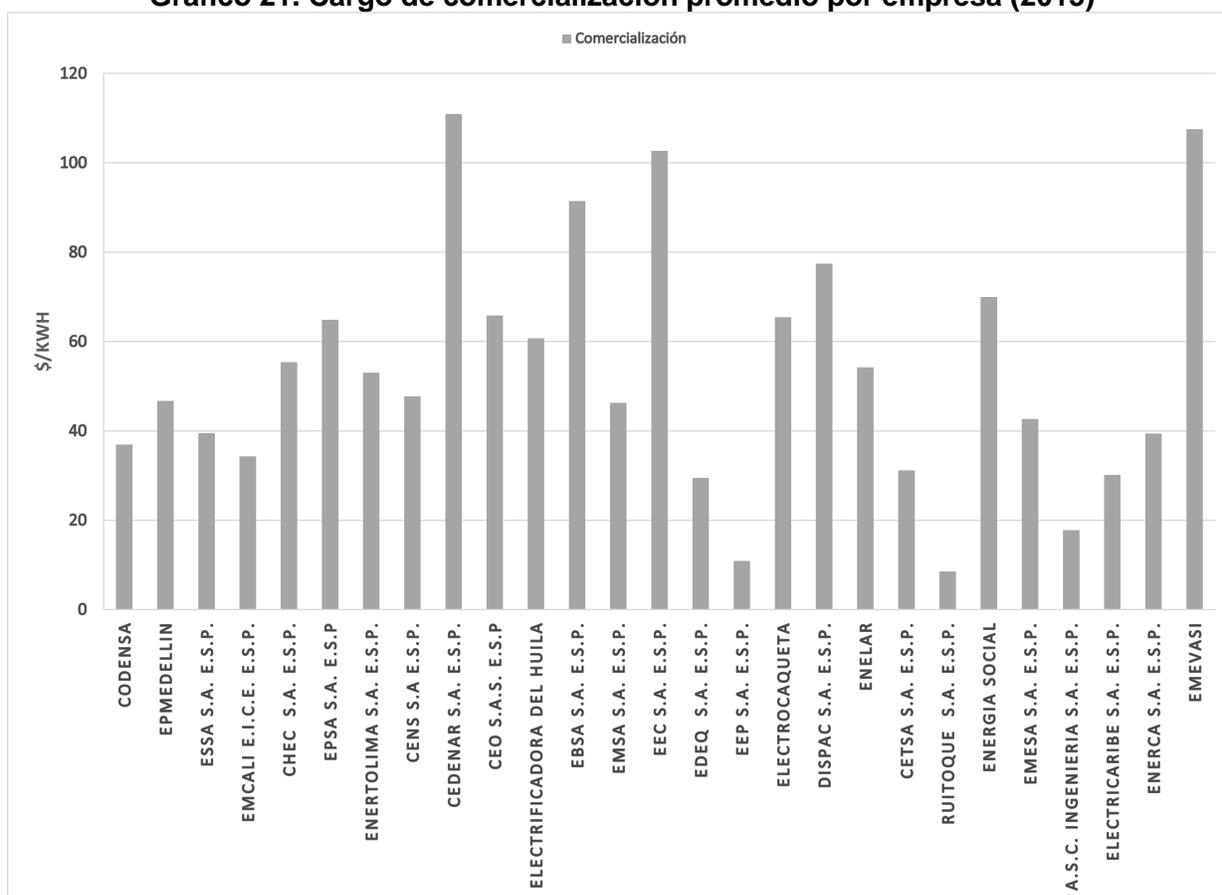
2.6 Comercialización

El cargo de comercialización promedio se ha mantenido relativamente estable en precios constantes del 2015, alrededor de \$43.2/Kwh. Un análisis de dispersión no permite identificar un patrón claro de economías de escala en este cargo. Lo anterior puede estar relacionado con la posibilidad que tienen los comercializadores entrantes de ofrecer cargos menores a segmentos específicos del mercado, caracterizados por altos consumos¹³. El siguiente gráfico 21, que reporta el valor del cargo de comercialización para diferentes empresas ordenadas por tamaño, arroja evidencia en esta dirección. En efecto, para las primeras 8 empresas es claro que el cargo tiende a

¹³ En teoría económica este fenómeno se denomina descreme del mercado. El establecido está obligado a ofrecer un cargo que remunere la prestación del servicio a usuarios de costos altos y demanda baja, así como a usuarios de costos bajos y demanda alta. El entrante, en cambio, se puede concentrar en usuarios de alto consumo, con lo cual puede ofrecer cargos de comercialización muy inferiores a los promedios del mercado. El descreme del mercado puede tener consecuencias no deseables en el mediano y largo plazo, porque erosiona la base de usuarios favorables al establecido, lo que limita su habilidad de cruzar subsidios.

aumentar a medida que se reduce el tamaño del mercado. No obstante, algunos comercializadores como EEP, CETSA, Ruitoque, ASC Ingeniería y ENERCA están en condiciones de ofrecer cargos de comercialización inferiores incluso a los de Codensa y EPM, que capturan grandes economías de escala. De hecho, los consumos por usuario de Ruitoque y ASC Ingeniería son 24 y 6 veces los de Codensa, respectivamente.

Gráfico 21. Cargo de comercialización promedio por empresa (2015)



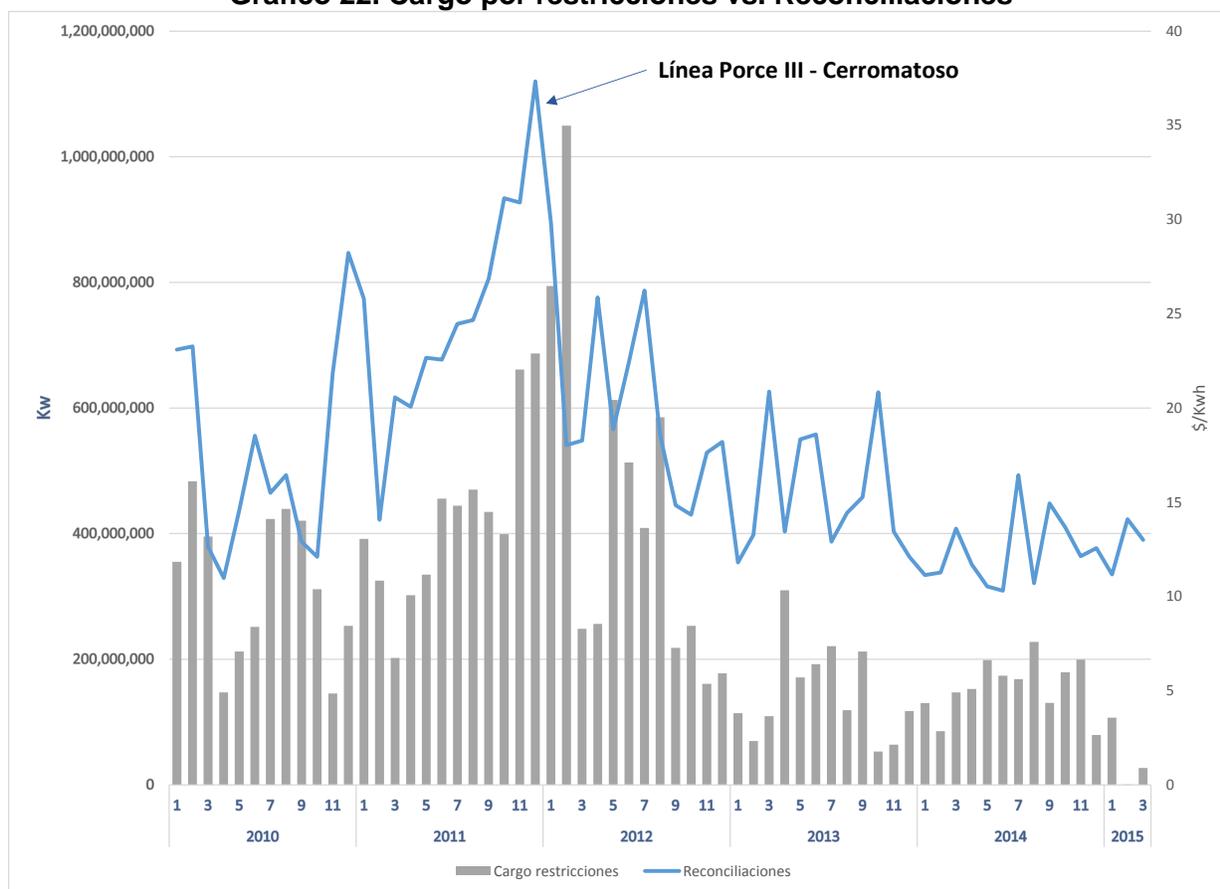
Fuente: SSPD

2.7 Análisis del Cargo de Restricciones

El componente más importante en el cargo de restricciones es el sobrecosto que implica generar con recursos fuera de mérito, por limitaciones del sistema. El cargo por restricciones es muy variable porque depende de coyunturas específicas, que afectan la programación del despacho. En promedio, entre 2008 y 2015, los usuarios finales pagaron \$8.4/Kwh en cargos por restricciones. Este valor, no obstante, osciló entre

\$0.02/Kwh y \$34.9/Kwh para los promedios mensuales. Este último valor se registró en febrero de 2012, cuando permaneció fuera de servicio la línea Porce III-Cerromatoso. En el siguiente gráfico se observa la estrecha relación entre las reconciliaciones (expresadas en kW) y el cargo por restricciones.

Gráfico 22. Cargo por restricciones vs. Reconciliaciones



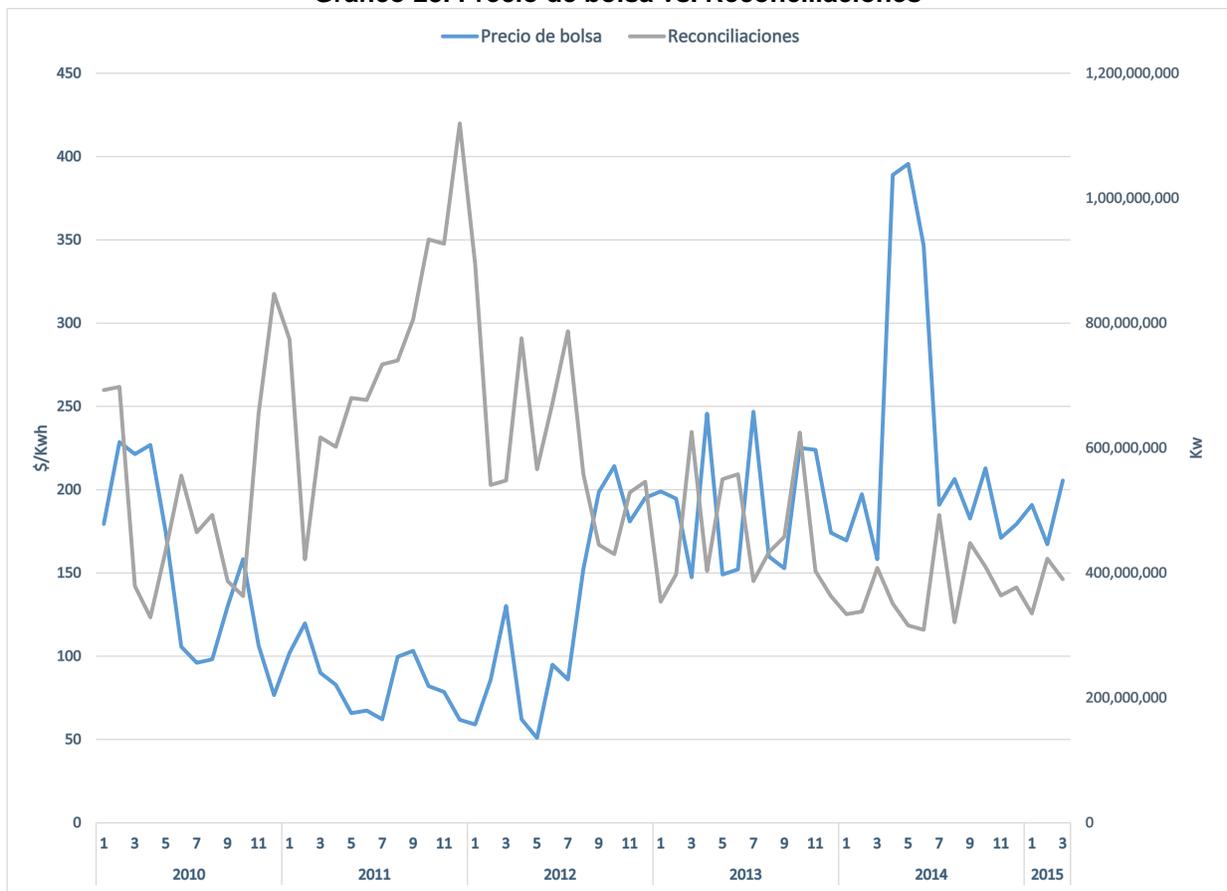
Fuente: SSPD y XM

Como ya se mencionó en informes anteriores del CSMEM, cuando el precio de bolsa aumenta es mayor la probabilidad de observar reconciliaciones bajas. Esto se debe a que, con precios de bolsa altos, recursos de generación costosos que normalmente son indispensables para cubrir las restricciones entran en mérito al despacho. En el siguiente gráfico se observa la relación inversa que existe entre el precio de bolsa y las reconciliaciones y por tanto, el costo por restricciones.

Hacia el futuro se puede esperar una reducción en la generación de seguridad y por tanto, una reducción en el costo por restricciones asociado a la entrada del refuerzo en transmisión hacia la costa, como parte del desarrollo de Ituango. Por otra parte, se

espera un incremento de algo más de \$1.5/Kwh, que se destinan a financiar parcialmente la planta de regasificación en la costa Caribe. Si bien este costo se traslada a los usuarios finales del sector eléctrico, muy probablemente, el efecto de la planta sea suavizar los picos en el precio de bolsa, porque los recursos de respaldo contarán con GNL, que tiene un costo menor que los combustibles líquidos.

Gráfico 23. Precio de bolsa vs. Reconciliaciones



Fuente: XM

2.8 Conclusiones

El componente que más ha crecido en la tarifa final al mercado regulado es el asociado a compras de energía. Este componente ha aumentado tanto por mayores precios de bolsa como por un incremento en el precio promedio de los contratos. Se observa que algunas empresas encuentran dificultades para asegurar una cobertura adecuada de contratos, lo que se ha traducido en un mayor pago por energía y en la volatilidad de las tarifas finales. Se debe esperar hacia el futuro que, con la entrada de nuevos

recursos de generación, se reduzca el precio de bolsa, el de los contratos y aumente la oferta de contratos para asegurar la cobertura en los mercados no regulados. No obstante lo anterior, conviene implementar la transparencia del mercado de contratos con la implementación del proyecto de resolución 26 de 2015. En esta dirección, es importante revisar el cronograma de implementación del MOR, o algún mecanismo que introduzca eficiencia en la contratación de energía de largo plazo. También es importante analizar hasta qué punto los altos precios en la bolsa responden exclusivamente a las condiciones de escasez hídricas que han caracterizado los últimos años, o al ejercicio de poder de mercado por parte de algunos generadores.

La creación de las ADD significó variaciones importantes en el cargo de distribución, con reducciones de hasta el 40%, en términos reales, para mercados de mayor tamaño y aumentos de entre 20% y 30% para mercados mayores. Este subsidio, cruzado entre regiones, ameritaría un análisis de eficiencia económica y de distribución de ingresos. A pesar de las bondades para los mercados menores, es importante medir los efectos sobre la competitividad de la industria y sobre la presión de gasto en las familias de bajos estratos en los mercados de mayor tamaño. Lo anterior es particularmente importante si se tiene en cuenta que el costo de distribución D representa un porcentaje elevado de la tarifa al usuario final.

El cargo de transporte se redujo en el periodo analizado. Lo anterior es positivo para el mercado pero es importante tener presente que detrás de esta reducción puede estar el atraso en la ejecución del Plan de Expansión del STN. Atrasos en el STN pueden deteriorar la calidad del servicio e incidir en un mayor porcentaje de reconciliaciones.

El cargo de comercialización captura economías de escala. Sin embargo, algunos comercializadores se focalizan en los usuarios de mayor consumo, lo que les permite ofrecer cargos de comercialización sustancialmente menores, incluso a los de las grandes empresas. Este patrón de competencia, de acuerdo con la literatura económica, puede tener efectos nocivos en el bienestar porque erosiona la base para los subsidios cruzados entre grupos socio-económicos.

2.9 Recomendaciones

- Impulsar la expedición en firme de la resolución 26 de 2015.
- Diseñar e implementar un sistema que introduzca eficiencia en el sistema de contratación a largo plazo.

- Identificar y mitigar comportamientos que restrinjan el nivel de competencia en la bolsa de energía.
- Implementar un sistema de monitoreo del cumplimiento de la fórmula tarifaria para las empresas que atienden el mercado regulado.
- Estudiar los efectos en eficiencia económica y distribución de ingresos de la introducción de las ADD.
- Estudiar los efectos de prácticas de “descreme” en el mercado de comercialización.
- Hacer seguimiento al cumplimiento del plan de expansión del STN.