

**Competencia minorista en el mercado de electricidad en Colombia: Diagnóstico y recomendaciones basadas en experiencias internacionales**

**Simón Pérez Arango**  
**Mayo de 2018**

**Trabajo de grado**  
**Maestría en Economía Aplicada**

**Asesor:**  
**John Jairo García Rendón**

**Escuela de Economía y Finanzas**

**Universidad EAFIT**

**2018**

## Resumen

Este trabajo de grado presenta una evaluación de la competencia minorista en el sector eléctrico en Colombia. Partiendo de un diagnóstico cuantitativo se demuestra la carencia de una efectiva competencia bajo un marco regulatorio y de organización industrial que favorece la integración vertical y la prestación del servicio por parte de los comercializadores incumbentes. A partir de experiencias internacionales se establecen recomendaciones concretas para favorecer la competencia en este mercado, eliminando barreras de entrada y reduciendo la asimetría en la información. A partir de un panel de datos que analiza variables de competencia en el mercado, se evidencia la pertinencia de implementar estas recomendaciones a la luz de las innovaciones tecnológicas de redes inteligentes, en especial infraestructura de medición avanzada que por regulación será una realidad en el mediano plazo para el sistema eléctrico colombiano.

**Palabras clave:** Competencia, Sector eléctrico, Incumbente, Mercado minorista, Redes inteligentes, Regulación, Organización industrial.

## Tabla de contenido

1. Introducción.....	5
2. Marco teórico.....	10
3. Objetivos.....	15
3.1. Objetivo general .....	15
3.2. Objetivos específicos.....	15
4. Marco regulatorio vigente para la actividad de comercialización .....	16
4.1. Normas relevantes .....	16
4.2. Remuneración de la actividad de comercialización .....	17
4.3. Algunas implicaciones regulatorias en la competencia minorista de electricidad ....	18
5. Diagnóstico de la competencia minorista en el mercado de electricidad .....	20
5.1. Datos.....	20
5.2. Mercado.....	20
5.3. Agentes.....	22
5.4. Integración vertical.....	25
5.5. Indicadores de competencia .....	26
5.6. Conducta de los agentes .....	29
5.7. Mercado regulado vs. Mercado no regulado.....	32
6. Experiencias internacionales en la liberalización del mercado minorista de electricidad	34
6.1. Países nórdicos: Noruega, Suecia y Finlandia .....	34
6.2. Reino Unido .....	34
6.3. Australia y Nueva Zelanda.....	35
6.4. EEUU .....	35
6.5. Otros .....	37
7. Recomendaciones sobre la competencia en el mercado minorista de electricidad en Colombia.....	38
7.1. Recomendaciones para favorecer el desarrollo de la competencia minorista de electricidad.....	38
7.2. Beneficios y costos del aumento de la competencia minorista de electricidad.....	41
8. Conclusiones.....	46
9. Bibliografía.....	47
Apéndice .....	50
Anexo 1.....	50

### Lista de figuras

Figura 1. Ventas de energía (GWh-año) minorista por uso final.....	21
Figura 2. Participación de las ventas por tipo de cliente según distinción regulatorio.....	21
Figura 3. Entrada y salida de agentes comercializadores de electricidad.....	22
Figura 4. Entrada y salida de agentes comercializadores, considerando grupos de agentes que operan integrados.....	23
Figura 5. Evolución de la cantidad de los agentes por tipo de integración.....	25
Figura 6. Evolución de la participación en ventas por tipo de integración de los agentes.....	26
Figura 7. Evolución anual del índice HHI nacional.....	27
Figura 8. Distribución espacial del HHI en 2016 a escala municipal.....	28
Figura 9. Cociente entre ventas totales en contratos y demanda total del mercado.....	31
Figura 10. Histórico de precios (corrientes) de contratos diferenciados por mercado.....	32
Figura 11. Histograma de la diferencia entre el precio de contratos a usuarios regulados respecto a no regulados, en el periodo 2003-2016.....	33

### Lista de tablas

Tabla 1. Principales normas que rigen la actividad de comercialización de electricidad.....	16
Tabla 2. Descripción de las ventas por tipo de cliente en 2016.....	21
Tabla 3. Empresas que participan en la actividad de comercialización de electricidad activos durante 2016.....	24
Tabla 4. HHI, número de competidores y participación del líder anual a escala municipal.....	27
Tabla 5. Información de las 10 ciudades más representativas del mercado en 2016.....	28
Tabla 6. Conducta de los agentes en 2016 respecto al nivel de exposición a bolsa considerando tipo de integración y grupo económico.....	30
Tabla 7. Variables de estado de competencia minorista a 2015 en algunos mercados.....	36
Tabla 8. Resultados de la estimación del modelo.....	42

## 1. Introducción

Históricamente la prestación del servicio de energía eléctrica se configuró como una industria verticalmente integrada, donde cada agente en cierta área geográfica era encargado de instalar y operar las plantas de generación, desplegar y mantener las redes de transmisión y distribución y facturar a los usuarios por el servicio.

Asimismo, como en otras industrias de redes, la industria eléctrica se estableció como un monopolio natural. Para el caso de la transmisión y distribución, porque carecía de sentido económico que varios agentes desplegaran redes en la misma región geográfica para transportar el mismo producto, dadas las economías de escala en la prestación de este servicio. Además, para la actividad (hasta ahora indivisible) de generación, considerando la tecnología disponible, se presentaban economías de escala y de alcance y costos marginales decrecientes para cubrir la demanda con grandes activos de generación centralizados (Kiesling, 2015). En consecuencia, resultaba costo-efectivo, que un único participante realice la actividad de prestación del servicio público de electricidad.

Por otra parte, considerando las altas barreras de entrada y la caracterización de la electricidad como un servicio público (y esencial) fuertemente ligado al crecimiento económico, fue planeado y desarrollada en la mayoría de las geografías por el estado (Joskow, 2008).

Dicha organización industrial de monopolio verticalmente integrado, que en su momento resultaba obvia, fundamentó el marco regulatorio de la industria en el modelo económico de monopolio (Berg & Tschirhart, 1989). En ese sentido, se debía garantizar la prestación del servicio a mínimo costo, con beneficio económico acotado para el agente, evitando que se ejerciera poder de mercado que pudiera traer perjuicios a la demanda (Kiesling, 2014). Esto se resume en una tarifa regulada, que a través de diferentes mecanismos, buscaba cubrir los costos e inversiones incurridos por el agente para prestar un servicio con unos parámetros establecidos de eficiencia.

De manera general, el marco regulatorio y económico bajo el cual se desarrolló la industria, sumado a la tecnología disponible, permitió una expansión rápida y efectiva del servicio público de electricidad (Kiesling & Munson, 2016). No obstante, los diferentes mecanismos de regulación del monopolio no conllevan a una solución de primer mejor, principalmente debido a la naturaleza asimétrica de la información entre el regulador y el agente (Boffa & Kiesling, 2014). Esto llevó a la configuración de organizaciones estatales

altamente ineficientes, con costos de prestación de servicio crecientes y con carencia de incentivos para favorecer la eficiencia e innovación en la prestación del servicio.

En la década de los ochenta el supuesto de economías de escala de las plantas de generación fue desechado gracias a una innovación tecnológica. En su momento, el desarrollo<sup>1</sup> de la nueva generación de turbinas de gas de ciclo combinado redujo significativamente la escala mínima de eficiencia para nuevas centrales de generación, permitiendo la entrada de centrales significativamente más pequeñas, pero igual de eficientes, que reducían a su vez los tiempos de construcción y de planeación. Esta disrupción tecnológica, ejerció presión para reformar la industria en aras de favorecer la eficiencia y la reducción de costos a través de competencia (Joskow, 2000a).

El objetivo general de la reforma del sector eléctrico, que se fue dando con tiempos, rumbos y destinos en cada mercado, consistía en la creación de un marco regulatorio e institucional que brindara beneficios económicos a la sociedad, con un precio que reflejara la prestación de servicio costo-eficiente y que mantuviera los criterios de calidad y confiabilidad. En general, la restructuración del sector eléctrico llevó a: (i) la posibilidad de participación de agentes privados, (ii) la separación, funcional o estructural, de las actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización, (iii) la definición de límites de integración vertical y horizontal, (iv) la liberalización y competencia en las actividades de generación y comercialización (en algunos casos), junto con la creación de un mercado mayorista y (v) la creación de un único operador de mercado (Joskow, 2008).

Durante la restructuración, las actividades de transmisión y distribución se mantuvieron como un monopolio natural pues el supuesto de no-duplicidad en inversiones permanecía vigente y quedaba explícito el libre acceso a las redes y no discriminación que deben ofrecer a generadores, comercializadores y usuarios en general. Por otra parte, la posibilidad de competencia en la actividad de generación y la existencia de un mercado mayorista de electricidad, favorece la eficiencia y la innovación en la actividad de producción, que es donde mayores beneficios se pueden obtener (Hunt, 2002). Delegando el riesgo de selección tecnológica y de mercado en manos de los agentes privados (o estatales) y alejándolo de los consumidores.

La actividad de comercialización, que se formalizó y abrió a competencia en algunos mercados después de la restructuración, denota la habilidad de un consumidor (residencial, comercial o industrial) para elegir su comercializador de electricidad de preferencia. Como se

---

<sup>1</sup> Motivado principalmente por la industria aeronáutica

indicó, el comercializador tiene libre acceso a las redes para atender a este usuario y adquiere la electricidad a través de compras en el mercado mayorista, contratos o generación propia (integrado) (Littlechild, 2003).

Bajo esta nueva configuración, las actividades de generación, transmisión y distribución tienen funciones y atributos de carácter físico, mientras que la actividad de comercialización minorista y mayorista, es de carácter netamente financiero (*merchant*).

Chile, en la década de los ochenta, fue el primer país que introdujo reformas con esta nueva visión de la organización de la industria para maximizar el beneficio social (IEA, 2001). Colombia no fue ajeno a la inercia mundial y años más tarde, motivado en gran parte por un racionamiento, formalizó la reforma estructural del mercado eléctrico con la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994, que establecen el marco institucional y las bases normativas de la industria eléctrica como se conoce hoy en Colombia.

Con el conjunto de normas que conforman la reestructuración de la industria, además de crear la gran mayoría de instituciones que rigen el sector, se llevaron a cabo los cambios planteados anteriormente: desintegrando las cuatro actividades de la cadena de suministro con límites de integración definidos<sup>2</sup>, creando el Mercado de Energía Mayorista –MEM-, que sería el lugar de competencia de generadores y estableciendo la posibilidad de competencia en comercialización.

El establecimiento de competencia minorista definió dos tipos de usuarios en el mercado Colombiano: (i) usuarios no regulados, aquellos que consumen más de 55.000 kWh-mes de energía o 100 kW de potencia y los (ii) usuarios regulados, aquellos que no cumplen estas características de consumo. Los primeros pueden acceder a un “mercado competitivo” a través de precios acordados libremente entre el usuario no regulado (típicamente grandes consumidores comerciales o industriales) y los generadores. En el acuerdo se pactan bilateralmente las condiciones comerciales para los componentes de generación y comercialización de la tarifa, las componentes de transmisión y distribución tienen un precio regulado e igual<sup>3</sup> para todos los usuarios del mercado (libre acceso, sin discriminación). Los usuarios regulados, que involucran la gran mayoría de usuarios residenciales y comerciales del país, están sujetos a tarifas reguladas determinadas por la metodología de cálculo definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-.

---

<sup>2</sup> Para remunerar todas las actividades, la tarifa volumétrica de electricidad se dividió en varias componentes, entre las que se distinguen claramente: generación, transmisión, distribución y comercialización.

<sup>3</sup> El cargo de transmisión es nacional, el cargo de distribución es uniforme por zonas de distribución y nivel de tensión.

Los usuarios regulados, si bien están sujetos a tarifas reguladas, tienen –en términos regulatorios- acceso a competencia minorista a través de la libre elección de su comercializador de electricidad. No obstante, existen barreras de entrada y limitaciones del mercado que inhiben absolutamente –salvo algunas excepciones- la competencia en el mercado regulado de electricidad. Dichas barreras pueden ser catalogadas de tipo: regulatorias, tecnológicas y de educación.

Actualmente, según los datos del Sistema Único de información –SUI-, más del 98% de la demanda regulada en Colombia es atendida por el operador de red, denotando un claro ejercicio de poder dominante por el comercializador incumbente, que se ve favorecido bajo el marco regulatorio frente a otros comercializadores por operar la red de distribución. Los comercializadores incumbentes, al atender clientes por defecto, no tienen incentivo alguno a adaptar nuevas tecnologías o a favorecer la innovación en su propuesta de valor a los usuarios regulados. Además, la gran mayoría de usuarios regulados desconoce la posibilidad de elección de su comercializador de electricidad y se enfrenta a otras barreras como los altos costos para cambiar de comercializador y la asimetría en la información.

Internacionalmente, durante las últimas dos décadas, se ha tenido un desarrollo significativo en la competencia minorista de electricidad, con apertura total o parcial de la elección del consumidor. Algunos autores argumentan que la competencia minorista es innecesaria pues resulta mejor garantizar un *pass-through* de un precio competitivo en el mercado mayorista a los usuarios (Joskow, 2000b) o que la competencia es solo costo-eficiente para los grandes consumidores como industrias y que los beneficios de la competencia para usuarios residenciales no se ha materializado (Zarnikau & Whitworth, 2006). Por el contrario, otros establecen que el gran beneficio de la competencia a usuarios residenciales no radica únicamente en la reducción de precio, sino en el desarrollo de productos, soluciones y condiciones comerciales que se ajusten y respondan a las nuevas necesidades de los consumidores (Stagnaro, 2017).

Es evidente que actualmente nos encontramos en un periodo de innovación tecnológica en la industria relevante, con el desarrollo de redes inteligentes, sistemas de medida avanzada, reducción de costos en las telecomunicaciones, fuentes de autogeneración, proliferación de recursos de energía distribuidos, automatización, análisis de datos, plataformas transaccionales, digitalización de los servicios, universalización del internet, entre otros. Todos estos están encaminados a reducir los costos transaccionales y a aumentar la oferta de valor más allá de simple electricidad, que así como los sistemas de ciclo combinado en la década de los ochenta llevaron a la liberalización del mercado mayorista, estas innovaciones tecnológicas

impulsan la competencia minorista de electricidad, empoderando a los usuarios con verdadera posibilidad de elegir un comercializador que se ajuste a sus necesidades y responda ante los cambios tecnológicos de la industria.

En ese sentido, este trabajo de grado pretende realizar un diagnóstico cualitativo y cuantitativo de la competencia en el mercado regulado de electricidad en Colombia, identificar las principales barreras que limitan la competencia, realizar una descripción de algunas lecciones aprendidas de experiencias internacionales y proponer un marco regulatorio, compatible en incentivos, que favorezca dicha competencia buscando demostrar una relación beneficio-costos favorable para la demanda.

La primera sección hace una introducción al planteamiento del problema, seguido del marco teórico y los objetivos a desarrollar. Posteriormente se presenta el marco regulatorio vigente de la actividad de comercialización de electricidad. En la sección 5 se desarrolla el diagnóstico cuantitativo de la competencia minorista de este mercado y se contrasta en la sección siguiente con el panorama internacional. Seguidamente, se plantean una serie de recomendaciones relacionadas con la competencia del mercado minorista. Finalmente, se presentan las conclusiones.

## 2. Marco teórico

Se ha demostrado -teóricamente- que bajo condiciones de competencia perfecta sobre un producto, el agente vendedor obtiene un ingreso marginal igual al costo marginal de producción. En este escenario, los agentes participantes estarán en una búsqueda constante para reducir costos o introducir nuevos productos al mercado y así tener una posición monopólica por un periodo de tiempo. Este proceso vincula estrechamente la competencia con la innovación, la creación destructiva caracterizada por Schumpeter (Schumpeter, 1942).

Por otra parte, desde la introducción de la idea de Adam Smith donde la competencia podía armonizar la búsqueda del interés propio con la eficiencia económica (Ostroy & Makowski, 2001) la competencia ha sido un eje central de desarrollo de la economía. Jevons, Menger y Walras desarrollaron la teoría de la marginalización para explicar el modelo estándar de competencia (Jevons, 1871; Menger, 1981; Walras, 1954). Sin embargo, escuelas de pensamiento como la Austriaca difieren del modelo estándar neoclásico, principalmente por los exigentes requerimientos de información perfecta y por el bajo nivel de valoración y consideración de la innovación y creatividad en la competencia.

En el modelo neoclásico, se suponía que en un mercado en competencia perfecta los actores eran tomadores de precio, haciendo que la innovación y el emprendimiento encontrarán un lugar inhóspito en mercados de competencia perfecta (Ostroy & Makowski, 2001). En contraste, para la escuela Austriaca, el mercado se encuentra en una evolución dinámica, los agentes quienes están en la constante búsqueda del beneficio propio tendrán un incentivo suficiente para favorecer nuevos desarrollos que reduzcan sus costos de producción o que involucren una mejora del producto que les entregue una posición monopólica por un periodo de tiempo (Kirzner, 1997).

En las diferentes industrias la actividad de comercialización minorista existe porque agregan valor en la cadena, o al menos así lo perciben los consumidores. La agregación de valor puede darse de diversas maneras, entre ellas: (i) ubicaciones convenientes, (ii) calidad del producto, (iii) formato de entrega del producto, (iv) venta de productos complementarios, (v) asesoría en la compra, (vi) servicio post-venta, (vii) entregando los beneficios de una compra eficiente en el mercado mayorista o (viii) desarrollando nuevas técnicas de comercialización para reducir costos. (Joskow, 2000b).

La introducción de la competencia minorista en el sector eléctrico está fundamentada teóricamente en los principios de competencia de la escuela Austriaca (Littlechild, 2009). En ese sentido, se define la competencia como la ausencia del monopolio (Stigler, 1957) y se tiene

la visión de la competencia como un proceso guiado por los nuevos desarrollos<sup>4</sup>. Littlechild establece que la introducción de competencia en la actividad de comercialización de electricidad busca los siguientes beneficios sociales: (i) la reducción de imperfecciones de mercado, revelando el verdadero costo de la actividad de comercialización, (ii) el desarrollo de nuevos productos y de nuevas ofertas comerciales que se ajustan a las necesidades de los consumidores, (iii) la estimulación del interés de los consumidores en elegir un comercializador distinto al incumbente, mitigando el poder de mercado y (iv) favorecer la competencia en el mercado mayorista de electricidad con incentivos a la eficiencia y el desarrollo de un mercado de derivados en función de las nuevas ofertas comerciales con los consumidores (Littlechild, 2000).

Sin embargo, las características físicas de la electricidad impiden una agregación de valor en algunos de estos puntos. En primer lugar, la electricidad es un producto homogéneo cuya calidad es indiferente de la fuente de producción; funcionalmente es lo mismo un electrón de una central a carbón que uno de una central eólica. En segundo lugar, cada unidad de energía es intrazable en la red, impidiendo así la vinculación y relación física de la unidad producida con la unidad comercializada. Tercero, no es económicamente viable<sup>5</sup> el almacenamiento del producto y, por tanto, requiere una coordinación precisa en tiempo real entre oferta y demanda (Ruff, 1999).

Estas características, inherentes al producto, hacen que la actividad de comercialización minorista de electricidad no pueda ofrecer las ventajas comunes de la misma actividad en otras industrias, haciendo la diferenciación por servicios de conveniencia (e.g. cercanía) irrelevante en la comercialización de electricidad (Joskow, 2000b), estando así encargada de una relación netamente financiera, no física, con el cliente. Dada esta condición, algunos autores argumentan que la competencia minorista en el sector eléctrico es innecesaria pues agrega nuevos costos (e.g. mercadeo) y, por lo tanto, los consumidores no perciben una reducción significativa de precio (Ruff, 1999; Swadley & Yücel, 2011; Zarnikau & Whitworth, 2006), pues al tratarse de un producto homogéneo se puede desencadenar en una doble marginalización al desvincular la actividad de comercialización (Brunekreeft, 2002). Como alternativa, algunos autores establecen que resulta una mejor en términos de eficiencia económica permitir el acceso de los consumidores al mercado mayorista (Joskow, 2000b). No obstante, estas condiciones físicas no impiden que la actividad de comercialización minorista

---

<sup>4</sup> Entrepreneurial-driven

<sup>5</sup> Las mejoras tecnológicas en este campo harán el almacenamiento económicamente viable en el corto plazo.

de electricidad no pueda agregar valor en otros aspectos como: (i) atención al cliente y servicio post-venta, (ii) venta de nuevos productos y servicios por medio de diversos modelos de negocio, (iii) vinculación comercial con otros productos (iv) tarifas y condiciones comerciales acordes a las necesidades del cliente, (v) coberturas de riesgo, entre otros.

Adicionalmente, los detractores de la introducción de la competencia minorista de electricidad establecen que los costos de cambio<sup>6</sup> son demasiado altos para los consumidores (Defeuilley, 2009). Estos costos se pueden dividir en: (i) costos de búsqueda, relacionados con la identificación de nuevos comercializadores, (ii) costos de aprendizaje, en la relación con el nuevo comercializador y (iii) costos transaccionales, como contratación y negociación. Argumentan que debido a los altos costos de cambio los consumidores toman con frecuencia la decisión equivocada (Wilson & Price, 2010). Además, se basan en teoría comportamental para argumentar la prestación eficiente del servicio por parte del incumbente, estableciendo qué productos que son ex-ante homogéneos, después de la compra (al incumbente), se vuelven ex-post heterogéneos (Klemperer, 1987).

En sentido contrario, otros autores argumentan que los beneficios sociales derivados de la apertura a competencia de la comercialización de electricidad, como los enumerados anteriormente, si se han materializado y en el largo plazo traerán una maximización del bienestar social (Littlechild, 2009), prueba de ellos es la pronunciada tasa de cambio de comercializador en algunos mercados donde el mercado minorista se ha liberalizado (Littlechild, 2005, 2006).

En cuanto al componente económico, el aumento de las tarifas finales no es necesariamente atribuible a la introducción de competencia minorista en electricidad (NERA, 2008) y en algunos casos ha derivado en la disminución de la tarifa (PUCT, 2017). La propuesta alternativa de acceso de los consumidores finales al precio del mercado mayorista puede derivar en la toma de riesgos no cuantificables para los consumidores (Littlechild, 2003) y además, la competencia minorista ya genera un incentivo a la eficiencia en el mercado de generación que será llevada hasta el consumidor final, que con flexibilidad en los tipos de contratos puede reflejar sus preferencias (Johnsen & Olsen, 2011). Adicionalmente, el acceso a competencia efectiva a nivel mayorista y minorista, limita el efecto de doble marginalización (Durham, 2000).

Por otra parte, el desarrollo tecnológico en diferentes industrias ha permitido la reducción de los costos de cambio, particularmente los costos de búsqueda y los costos

---

<sup>6</sup> Switching costs

transaccionales (Kiesling, 2016). Adicionalmente, el desarrollo de recursos energéticos distribuidos enmarcados en el concepto de redes inteligentes permite la consideración de los clientes como participantes activos de la cadena de suministro de electricidad que tienen preferencias y posibilidades diferentes (Kiesling, 2015).

Kiesling también denota la presencia del comercializador incumbente como la mayor barrera de entrada a una exitosa competencia minorista y para mitigarlo propone una cuarentena de mercado a los incumbente, buscando reducir su poder de mercado para favorecer la experimentación de nuevos comercializadores y consumidores (Kiesling, 2014). Esta experimentación busca incentivar la creación de valor, no solo con la reducción de tarifas, sino con nuevos productos y servicios. Este proceso de innovación si bien puede apalancarse en el gran desarrollo de las redes inteligentes (e.g. generación distribuida, almacenamiento y automatización), no está exclusivamente relacionado con desarrollos tecnológicos, sino por ejemplo con nuevas ofertas de condiciones comerciales (e.g. tipos de contratos), vinculación con otros productos nuevos o existentes o cualidades diferenciadoras del producto (e.g. energía 100% renovable) (Stagnaro, 2017).

En el caso particular del mercado colombiano, si bien teóricamente las barreras de entrada a la competencia minorista de electricidad fueron eliminadas en la restructuración del mercado, permitiendo la libre elección del comercializador para todos los usuarios: industriales, comerciales y residenciales. En la práctica, se evidencia una competencia – limitada- en el mercado no regulado, quienes pueden acceder directamente a los generadores cumpliendo algunos requisitos de consumo mínimo de energía o potencia y una competencia prácticamente inexistente en el mercado regulado, particularmente en el residencial.

La carencia de competencia en el mercado regulado en Colombia puede deberse a diferentes factores, entre los que se resaltan: (i) las barreras regulatorias con la formula tarifaria que incentiva a los entrantes a enfocarse en el descreme del mercado, (ii) las barreras tecnológicas, particularmente en la tecnología de medición inteligente y la no digitalización generalizada de la industria, (iii) el poder de mercado que ejerce el comercializador incumbente, (iv) la carencia de incentivos a la innovación en la oferta que impide la diferenciación del producto y (iv) el desconocimiento general de los agentes consumidores sobre la posibilidad de acceder a competencia.

Finalmente, es necesario resaltar que la industria eléctrica no se desarrolló de manera aislada de otras industrias. Particularmente el concepto de redes inteligentes involucra desarrollos tecnológicos de diversas índoles. Con la adición de una arquitectura de telecomunicaciones sobre la red se habilitará una reducción significativa de costos

transaccionales, con elementos de medida inteligente que se apalancarán en costos marginales bajos de transporte de datos. Además, con el acceso a tecnologías de información, los usuarios podrán reducir sus costos de búsqueda en su proceso de acceso a competencia. Por otra parte, los recursos energéticos distribuidos adquieren relevancia a medida que se da su proliferación, en los predios de los usuarios, por la reducción drástica en los costos de la tecnología. En un mercado eficiente estos activos podrán ser utilizados como activos de la red a través de una nueva capa transaccional, donde el usuario es el epicentro de la interacción. En ese sentido, con la tecnología disponible y venidera de redes inteligentes es cada vez más necesario que la red no solo aporte simples kWh, sino que ofrezca una plataforma con diferentes productos y servicios de valor agregado a los usuarios que favorezcan la eficiencia y el beneficio social del sistema.

Esta nueva oferta de plataformas, productos y servicios lo deberá ofrecer la red a través de comercializadores, que bajo un mercado en competencia premie la innovación, no exclusivamente tecnológica, sino en modelos de negocio, servicio, productos y estructuras comerciales.

Este marco teórico presenta elementos de valor que hace necesario evaluar el estado de la competencia en el mercado minorista en Colombia a la luz del marco regulatorio vigente. En función de la valoración del beneficio social que podría traer un aumento en la competencia en la actividad de comercialización, se propondrán recomendaciones puntuales para favorecer el acceso a competencia para los consumidores.

### **3. Objetivos**

#### **3.1. Objetivo general**

Realizar una evaluación de la competencia en el mercado minorista de electricidad en Colombia y proponer cambios en el marco regulatorio que favorezca el acceso a competencia a los consumidores, demostrando el incremento del beneficio social, particularmente a los usuarios regulados.

#### **3.2. Objetivos específicos**

- Diagnosticar el estado de competencia del mercado minorista en Colombia, a través de indicadores de organización industrial.
- Realizar una revisión de experiencias internacionales de liberalización de mercado minorista de electricidad.
- Identificar barreras de entrada y limitaciones de la competencia en el mercado no regulado de electricidad.
- Proponer cambios en el marco regulatorio para favorecer la competencia minorista buscando aumentar el beneficio social.

## 4. Marco regulatorio vigente para la actividad de comercialización

### 4.1. Normas relevantes

Con el objetivo de analizar el marco de competencia bajo el cual se desenvuelve la actividad de comercialización minorista de electricidad en Colombia, se presenta en la Tabla 1 las principales resoluciones, leyes o documentos emitidos por las entidades rectoras del sector eléctrico, en orden cronológico inverso.

Tabla 1. Principales normas que rigen la actividad de comercialización de electricidad.

Documento	Objeto y puntos relevantes
CREG Circular 030 de 2018	Se establecen los mecanismos de remuneración de las actividades de autogeneración y generación distribuida en el SIN. Esta contempla la monetización de los excedentes de energía inyectados a la red de parte del generador distribuido.
MinMinas Resolución 400072 de 2018	Por el cual se establecen los mecanismos para implementar la infraestructura de medición avanzada en el servicio público de energía eléctrica. - Los operadores de red (OR) serán encargados de la implementación de AMI. - La CREG lo debe regular en un plazo menor a 1 año. - Los OR deben presentar planes de implementación de AMI a 2030 cubriendo el 95% de la población urbana y el 50% de la población rural.
CREG Circular 079 de 2017	Propuesta de alternativas para traslado de precios de un mercado anónimo estandarizado de contratos a la tarifa buscando ofrecer un tercer mercado de compra de energía a los comercializadores. Favoreciendo el anonimato y minimizando el riesgo de crédito.
CREG Resolución 240B de 2015	Bajo consulta: Por el cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el SIN. Ante el desarrollo de tecnologías de medición horaria y autogeneración a pequeña escala se plantea una formulación horaria a nivel horario de la aplicación del CU.
CREG Resolución 180 de 2014	Se establecen los criterios generales para la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados. Se modifica lo dispuesto por la resolución 119 de 2007 incorporando la variable "margen operacional" dentro del cálculo del componente de comercialización.
CREG Resolución 038 de 2014	Se modifica el código de medida. Donde se establecen las reglas para la medición y el reporte de las fronteras de usuarios de comercialización y su interacción con el operador de red.
CREG Resolución 156 de 2012	Se define la capacidad de respaldo para las operaciones en el mercado de energía mayorista. Esta capacidad financiera exige un capital de trabajo para todos los agentes que realicen transacciones en el MEM, buscando mitigar riesgos de crédito entre las partes.
CREG Resolución 156 de 2011	Se adopta el reglamento de comercialización de energía eléctrica en el reglamento de operación. En el reglamento, se define: - los requisitos, forma de registro y obligaciones de los comercializadores. - las causales y el proceso de retiro del comercializador y el prestador del servicio de última instancia ante el retiro de un comercializador. - los requisitos y el proceso para el cambio de comercializador.
CREG Resolución 183 de 2009	Se define que el usuario no regulado que decida pasar al mercado regulado debe permanecer en este mercado un periodo mínimo de 3 años. Buscando evitar arbitrajes puntuales entre ambos mercados.
CREG Resolución 119 de 2007	Se aprueba la fórmula tarifaria de energía eléctrica que permite a los comercializadores minoristas establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados, bajo el régimen de libertad regulada. Se define una tarifa de dos partes: una variable de 6 componentes (G,T,D,C,P y R) y una tarifa fija (con el valor de 0). El costo de compra de energía (G) permite el traslado de un costo máximo a los usuarios regulados. El costo de comercialización refleja el costo de las contribuciones, garantías y de operación.

MinMinas Decreto 387 de 2007	Se establecen políticas generales con el fin de promover la competencia en la actividad de comercialización de energía eléctrica, buscando garantizar la igualdad en la capacidad de competir de todos los agentes. Dichas políticas son luego reglamentadas por la CREG.
CREG Resolución 082 de 2002	Se define la metodología para el establecimiento de los cargos por el uso del STR y SDL. Dichos cargos, bajo el principio de libre acceso a las redes serán reconocidos a las empresas de transmisión y distribución por parte de los comercializadores.
CREG Resolución 131 de 1998	Se definen los nuevos límites de potencia y energía para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado no regulado o mercado competitivo. Estos límites son 0.1MW o 55MWh-mes.
CREG Resolución 031 de 1997	Se define la fórmula que permite a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados. Esta considera y publica un costo base de comercialización aprobado por la CREG.
CREG Resolución 128 de 1996	Se establecen los límites de integración vertical y horizontal en el sector eléctrico. Ninguna empresa puede tener más del 25% de la actividad de generación, distribución o comercialización. Además, no pueden estar integradas (más del 25%) Generación-Distribución.
CREG Resolución 020 de 1996	Por la cual se dictan normas con el fin de promover la libre competencia en las compras de energía eléctrica en el mercado mayorista, obligando a los comercializadores a la convocatoria de oferentes para la licitación de energía con destino al mercado regulado, aun cuando estén integrados verticalmente con la actividad de generación.
Ley 142 y 143 de 1994	Marco legislativo que regula el sector eléctrico en Colombia. Establece la separación de actividades, define el tipo de usuarios por mercados y busca la competitividad del sector.

Fuente: Documentos citados. Elaboración propia.

#### 4.2. Remuneración de la actividad de comercialización

Por definición en la resolución CREG 119 de 2007, documentada en la Tabla 1, la prestación del servicio público de electricidad a usuarios regulados se remunera a través de una tarifa de actualización mensual de dos partes: un componente variable (expresado en \$/kWh) y un componente fijo. El componente fijo es bajo la metodología actual y a la luz del decreto 1937 de 2011 del Gobierno Nacional igual a 0. Por otra parte, el componente variable es la suma de 6 componentes y se puede resumir en la siguiente ecuación<sup>7</sup>:

$$CU = G + T + D + C + P + R$$

Los primeros 4 componente de la tarifa (CU) remunera las actividades de generación (G), transmisión (T), distribución (D) y comercialización (C) respectivamente. Las últimas dos buscan remunerar el costo de las pérdidas (P) y de las restricciones (R) a través de la tarifa al usuario final.

En particular la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización está definida en la resolución CREG 180 de 2014, el componente C se calcula de manera tal que reconozca el costo fijo y los costos variables de comercialización. El costo fijo (llamado costo base de comercialización) remunera actividades que no dependen del consumo, sino únicamente del número de usuarios atendidos. Entre estas actividades se encuentran: lectura de

<sup>7</sup> En el Anexo 1 se detalla la forma de cálculo.

medidores, impresión y entrega de facturas o servicio al cliente. El costo variable refleja los costos que son dependientes del volumen de ventas de la actividad como: el riesgo de cartera, el margen operacional, costos financieros del ciclo de facturación y el costo de garantías de las transacciones en el mercado mayorista. El costo base de comercialización (\$/factura) es definido por la CREG para cada mercado a partir de los costos ABC de las empresas y el margen operacional tiene una cota máxima definida de 2.73%. El componente C es propio de cada comercializador y varía con periodicidad mensual dependiendo del nivel de tensión y del mercado de comercialización a atender.

### **4.3. Algunas implicaciones regulatorias en la competencia minorista de electricidad**

El componente G de la tarifa presentada en la sección anterior, representa el costo máximo de compras de energía que es permitido trasladar al usuario final regulado por parte del comercializador. Este costo<sup>8</sup> se compone de dos elementos: compras en bolsa (o en el mercado spot) y compras en contratos bilaterales. Para este último mercado se establece que el comercializador puede trasladar parcialmente los precios de los contratos, para la porción restante se toma como referencia el precio promedio de todas las compras del mercado. Con este esquema de referencia endógena se busca incentivar a los comercializadores a una contratación eficiente y a ofrecer una cobertura de precio parcial a los usuarios ante una deficiente política de contratación.

Relativo a la suscripción de contratos bilaterales, la resolución CREG 020 de 1996 establece un mecanismo para la compra de energía destinada al mercado regulado. En esta, indiferente al estado de integración vertical del agente comercializador con la actividad de generación, cuando un comercializador requiera energía para el mercado regulado este debe convocar a todos los generadores para realizar una oferta por este suministro (parcial o total). Las ofertas son presentadas en una convocatoria abierta bajo un esquema de sobre cerrado, seleccionando aquella de menor precio, sea o no el generador vinculado societariamente con el comercializador.

Este mecanismo busca favorecer la contratación eficiente, evitando el ejercicio de poder de mercado de los agentes que teniendo activos de generación suscribieran contratos bilaterales ineficientes consigo mismos. No obstante, este método puede limitar el acceso de comercializadores no integrados con generación a un mercado competitivo de coberturas. Frecuentemente este tipo de comercializadores no encuentran oferentes (o al menos a precios

---

<sup>8</sup> En el Anexo 1 se detalla la forma de cálculo.

competitivos) en sus convocatorias para compras de energía, aumentando así su exposición a bolsa o viéndose castigados en el costo máximo que puede ser trasladado a los usuarios, que es afectado a la baja por el precio promedio de compras de todo el mercado. La carencia de un mercado de coberturas desarrollado e incluyente deriva en inestabilidad financiera y quiebras de empresas comercializadoras puras por exposición a riesgo de precio. Esta condición puede explicar el alto factor de integración en el mercado de comercialización evidenciado en la sección 5 y puede derivar en que los comercializadores puros deban ofrecer tarifas más altas que aquellos que están integrados.

Por otra parte, como se ilustra en la sección 5.7, consistentemente existen diferencias entre los contratos destinados al mercado regulado y al mercado no regulado, favoreciendo el segundo. Estas diferencias son injustificadas desde el punto de vista comercial, considerando que la demanda regulada es estable, predecible y voluminosa (aproximadamente el 70% del mercado, ver sección 5.2). Una explicación a este fenómeno es que el marco regulatorio favorece un esquema de discriminación de precios por mercados, donde a los usuarios no regulados al tener un mayor acceso a competencia son menos inelásticos que los usuarios regulados quienes tendrían una mayor disposición a pagar. De esta manera se configura un esquema de subsidio cruzado entre mercados, que puede afectar el beneficio social.

Relativo a la metodología de remuneración de la actividad de comercialización, la forma de cálculo de una única tarifa variable ocasiona que sea económicamente más atractivo atender usuarios de consumo elevados, quienes además pueden representar un riesgo de cartera menor, pues estos usuarios están generalmente asociados a niveles socioeconómicos altos. Esto deriva en estrategias de comercializadores entrantes que se enfocan en el desceme del mercado, dejando a un lado el grueso de los suscriptores del servicio de electricidad.

Es importante resaltar que ha sido una constante en el ejercicio regulatorio y de políticas públicas favorecer la competencia minorista. En documentos recientes del Ministerio de Minas y Energía (e.g. decreto 400072 de 2018) y de la CREG (e.g. Circular 079 de 2017) se establece la dinamización de la competencia minorista de electricidad como uno de los objetivos que se busca con los cambios regulatorios propuestos.

## 5. Diagnóstico de la competencia minorista en el mercado de electricidad

En esta sección se realiza una evaluación cuantitativa de la competencia minorista en el mercado de electricidad en Colombia. El análisis parte de la descripción de datos públicos oficiales, información procesada proveniente de estos y el cálculo de indicadores planteados en la literatura.

### 5.1. Datos

Los datos utilizados para el análisis desarrollado en esta sección provienen de fuentes públicas dispuestas por autoridades oficiales. Las fuentes consultadas son:

- i. Sistema Único de Información (SUI): <http://www.sui.gov.co/>
- ii. Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL): <http://www.siel.gov.co/>
- iii. Información Inteligente de XM S.A. E.S.P. (Portal BI):  
<http://informacioninteligente10.xm.com.co/>
- iv. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): <http://www.creg.gov.co/>

Por disponibilidad de la información, el periodo analizado en la mayoría de las variables comprende los años 2003 a 2016 con resolución mensual y nivel de detalle municipal.

Todas las figuras y tablas presentadas en esta sección son de elaboración propia.

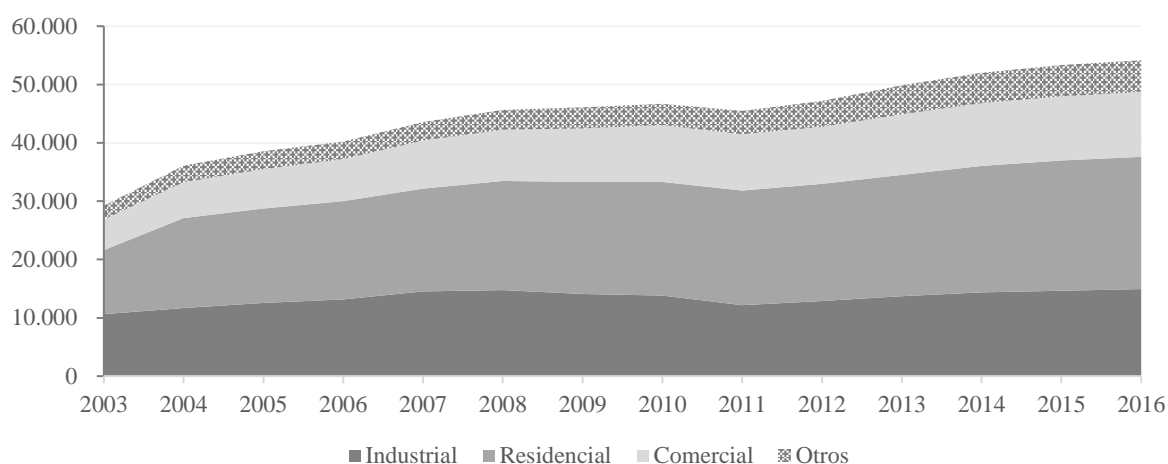
### 5.2. Mercado

Para dar contexto a la evaluación de la competencia en el mercado minorista de electricidad en Colombia y lograr proponer cambios regulatorios incluyentes para el grueso de los consumidores, se hace necesario caracterizar la demanda de este producto catalogado de servicio público. En particular según el tipo de cliente en función de los usos finales y el tipo de cliente de acuerdo a la distinción regulatoria. La Figura 1 presenta la demanda de electricidad por su uso y la Figura 2 presenta la división de la participación de mercado entre demanda de usuarios regulados (R) y no regulada (NR) según como está definida en el marco regulatorio presentado en la sección anterior.

En términos generales, durante el periodo evaluado el sector residencial representa el mayor consumo, alcanzando un poco menos de la mitad en 2016, seguido del sector industrial y comercial. Por otra parte, la Figura 2 demuestra una invariabilidad en la distribución del mercado entre usuarios regulados y no regulados, esto es explicado principalmente por el crecimiento orgánico progresivo (no inesperado) de los nuevos usuarios.

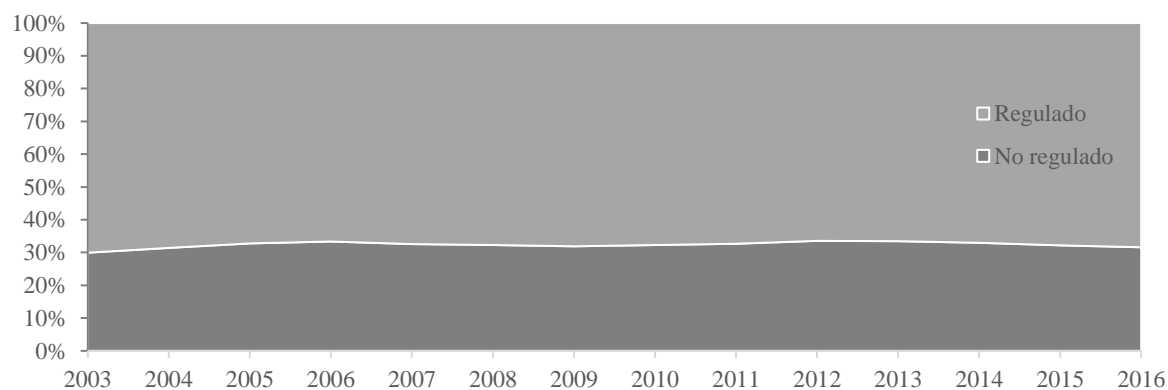
Si bien la diferencia en consumo entre el sector residencial e industrial en 2016 fue de 15%, en términos de número de usuarios (también llamados suscriptores) el sector residencial tiene más de cien veces el número de usuarios del sector industrial. Así lo describe la Tabla 2.

Figura 1. Ventas de energía (GWh-año) minorista por uso final.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 2. Participación de las ventas por tipo de cliente según distinción regulatorio.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 2. Descripción de las ventas por tipo de cliente en 2016

	Usuarios	Ventas (GWh-año)	Tarifa (\$/kWh)	Consumo por usuario (kWh-mes)
<b>Comercial</b>	1,023,164	11,136	397	907
<b>Industrial</b>	102,034	14,938	307	12,200
<b>Otros</b>	125,485	5,417	372	3,597
<b>Residencial</b>	12,798,985	22,672	432	148
<b>Estrato 1</b>	3,723,827	6,425	410	144
<b>Estrato 2</b>	4,821,224	7,595	442	131
<b>Estrato 3</b>	2,743,648	4,929	443	150
<b>Estrato 4</b>	932,235	1,949	439	174
<b>Estrato 5</b>	361,214	923	436	213
<b>Estrato 6</b>	216,837	852	423	327
<b>Total</b>	<b>14,049,668</b>	<b>54,163</b>	<b>384</b>	<b>321</b>

La columna tarifa presenta el valor promedio del costo unitario facturada al usuario, esta no es comparable entre clientes pues los costos de distribución dependen del operador de red local y del nivel de tensión al cual es suministrado el servicio.

Fuente: Elaboración propia.

En conclusión, la venta minorista de electricidad es un mercado que en términos de volumen y usuarios es predominantemente residencial. Además, considerando la frontera regulatoria actual en promedio el 68% de la demanda se cataloga como regulada por sus niveles de consumo, siendo este un valor relativamente estable en el tiempo. Como es de esperar, los consumidores industriales son los de mayor consumo promedio, alcanzado casi 100 veces el consumo de un usuario residencial promedio.

### 5.3. Agentes

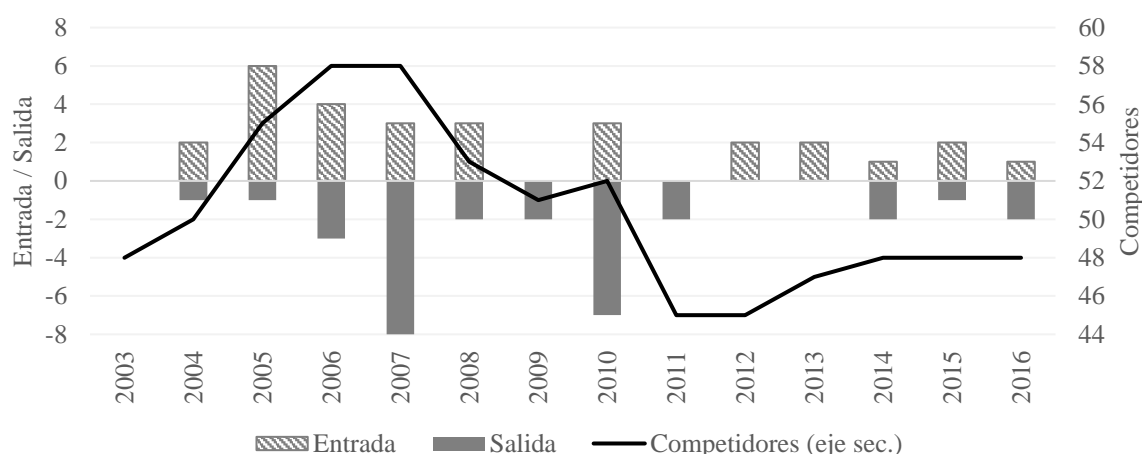
La Tabla 3 presenta la lista de los comercializadores de electricidad activos durante el año 2016, así como el número de usuarios atendidos y el volumen de ventas. En la actualidad se encuentran activos 48 comercializadores.

Los tres primeros agentes, considerando agrupación por el agente controlante, representaron el 69% de participación de mercado en ventas a lo largo de 2016. Durante este mismo año 35 de los 48 agentes atienden ambos mercados (regulado y no regulado) y 13 agentes se dedican únicamente a ventas a los grandes clientes (mercado no regulado).

Como una medida indirecta para evaluar el estado de la competencia en un mercado se analiza la cantidad de agentes que participan en la comercialización del producto y la entrada y salida del mercado de nuevos y viejos agentes respectivamente. La

Figura 3 resumen esta dinámica de los agentes comercializadores.

Figura 3. Entrada y salida de agentes comercializadores de electricidad.



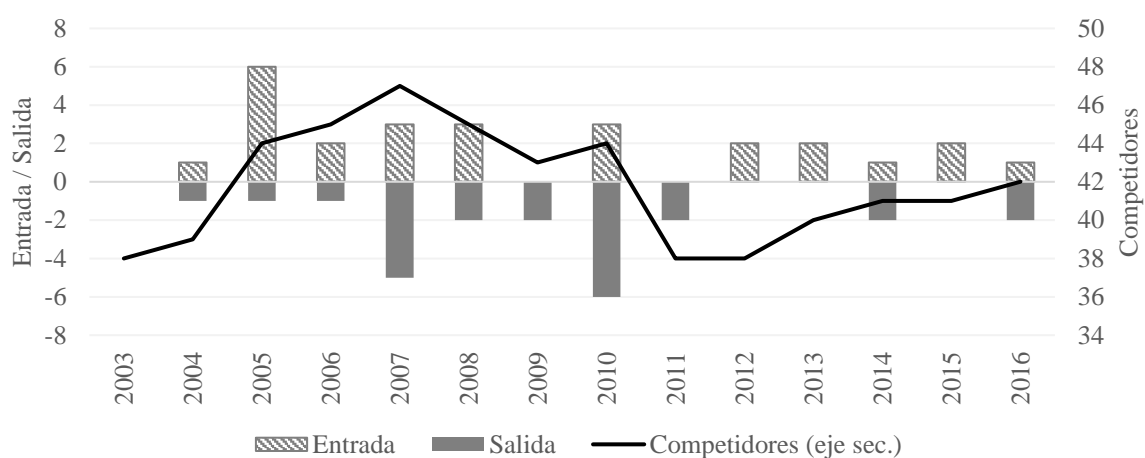
Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta la información presentada en la Tabla 3 donde algunos agentes pueden pertenecer a un grupo empresarial controlante, se considera el escenario donde se omitan la entrada y la salida de agentes que pertenecen al mismo grupo empresarial que ya está

participando en el mercado. En particular con esta clasificación se busca eliminar el efecto de salida de un agente de la actividad a causa de una consolidación societaria en un grupo empresarial

Durante el periodo 2003-2016 entraron al mercado 26 nuevos agentes competidores en la actividad de comercialización y se dio la salida de 24 de ellos, llegando así a 42 competidores activos en 2016. Durante los primeros seis años (2003-2008) ingresaron el 58% de los nuevos competidores.

Figura 4. Entrada y salida de agentes comercializadores, considerando grupos de agentes que operan integrados.



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3. Empresas que participan en la actividad de comercialización de electricidad activos durante 2016.

Nombre	Grupo	Registro	Integración	Mercado	Usuarios 2016	Ventas 2016 (GWh) (% part)
Electrificadora Del Caribe S.A. E.S.P.		1998	D,C	R y NR	2,362,790	11,659 (21.5%)
Empresas Públicas De Medellín E.S.P.	EPM	1996	G,D,C	R y NR	2,197,019	9,645 (17.8%)
Codensa S.A. E.S.P.	Enel	1997	D,C	R y NR	2,946,837	8,323 (15.4%)
Emgesa S.A. E.S.P.	Enel	1996	G,C	NR	933	3,424 (6.3%)
Isagen S.A. E.S.P.		1996	G,C	NR	268	2,972 (5.5%)
Empresas Municipales De Cali EICE E.S.P.		1994	G,D,C	R y NR	655,355	2,765 (5.1%)
Empresa De Energía Del Pacífico S.A. E.S.P.	Celsia	1995	G,D,C	R y NR	515,475	1,907 (3.5%)
Electrificadora De Santander S.A. E.S.P.	EPM	1997	G,D,C	R y NR	747,570	1,806 (3.3%)
Centrales Eléctricas Del Norte De Santander S.A. E.S.P.	EPM	1996	D,C	R y NR	464,466	1,155 (2.1%)
Electrificadora Del Meta S.A. E.S.P.		1996	G,D,C	R y NR	308,098	1,035 (1.9%)
Compañía Energética Del Tolima S.A. E.S.P.		2003	G,D,C	R y NR	460,060	990 (1.8%)
Central Hidroeléctrica De Caldas S.A. E.S.P.	EPM	1996	G,D,C	R y NR	486,314	817 (1.5%)
Electrificadora Del Huila S.A. E.S.P.		1996	G,D,C	R y NR	345,850	772 (1.4%)
Vatia S.A. E.S.P.		1998	G,C	R y NR	28,694	715 (1.3%)
Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P.		1997	G,D,C	R y NR	455,785	652 (1.2%)
Empresa De Energía De Cundinamarca S.A. E.S.P.	Enel	1996	G,D,C	R y NR	367,743	596 (1.1%)
Compañía Energética De Occidente S.A.S. E.S.P.		2010	D,C	R y NR	352,167	579 (1.1%)
Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.		1996	G,D,C	R y NR	403,643	564 (1.0%)
Empresa De Energía De Pereira S.A. E.S.P.		1997	G,D,C	R y NR	170,090	526 (1.0%)
Distribuidora y Comercializadora De Energía Eléctrica S.A. E.S.P.		1997	D,C	R y NR	12,762	499 (0.9%)
Empresa De Energía Del Quindío S.A. E.S.P.	EPM	1996	D,C	R y NR	180,242	381 (0.7%)
Empresa De Energía De Casanare S.A. E.S.P.		2007	D,C	R y NR	122,004	311 (0.6%)
Enertotal S.A. E.S.P.		2005	C	R y NR	19,139	286 (0.5%)
Energía Empresarial De La Costa S.A. E.S.P.		2005	C	R y NR	17	200 (0.4%)
Compañía De Electricidad De Tuluá S.A. E.S.P.	Celsia	1996	G,D,C	R y NR	59,447	199 (0.4%)
Electrificadora Del Caquetá S.A. E.S.P.		1996	D,C	R y NR	94,177	183 (0.3%)
Empresa Distribuidora Del Pacífico S.A. E.S.P.		2002	D,C	R y NR	83,876	161 (0.3%)
Empresa De Energía De Arauca E.S.P.		1996	D,C	R y NR	69,932	159 (0.3%)
Generadora y Comercializadora De Energía Del Caribe S.A. E.S.P.		2007	G,C	NR	7	119 (0.2%)
Empresas Municipales De Cartago S.A. E.S.P.		1998	D,C	R y NR	42,908	110 (0.2%)
Cemex Energy S.A.S. E.S.P.		2015	G,C	NR	7	110 (0.2%)
Ruitoque E.S.P.		1996	D,C	R y NR	4,877	97 (0.2%)
Terpel Energía S.A.S E.S.P.		2016	C	NR	203	84 (0.2%)
Italcol Energía S.A. E.S.P.		2012	C	NR	22	65 (0.1%)
Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.		1999	D,C	R y NR	26,047	46 (0.1%)
Empresa De Energía Eléctrica Del Departamento Del Guaviare S.A. E.S.P.		2001	D,C	R y NR	19,273	44 (0.1%)
AES Chivor & Cia S.C.A. E.S.P.		2014	G,C	NR	3	38 (0.1%)
Energía Y Agua S.A.S E.S.P.		2012	C	NR	32	29 (0.1%)
Renovatio Trading Americas S.A.S E.S.P.		2013	C	NR	44	26 (0.0%)
Empresa De Energía Del Putumayo S.A E.S.P.		1997	D,C	R y NR	33,087	25 (0.0%)
Profesionales En Energía S.A E.S.P.		2010	C	NR	26	21 (0.0%)
A.S.C. Ingeniería S.A, E.S.P.		2003	C	R y NR	1,045	18 (0.0%)
Empresa Municipal De Energía Eléctrica S.A. E.S.P.		1996	G,D,C	R y NR	1,207	13 (0.0%)
Genera S.A.S. E.S.P.		2013	G,C	NR	21	11 (0.0%)
Empresa De Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P.		1997	D,C	R y NR	10,092	10 (0.0%)
Otros (3 agentes)					14	15 (0.0%)
<b>Total (2016)</b>					<b>14,049,668</b>	<b>54,163</b>

Gx: Generación, Dx: Distribución, C: Comercialización, R: Regulado, NR: No Regulado. *Grupo* hace referencia al agente controlante al que pertenece.

Fuente: Elaboración propia.

#### 5.4. Integración vertical

La característica de algún tipo de integración vertical es usual en los agentes que participan en la actividad de comercialización minorista. Como se indica en la sección 4, esta configuración es permitida por la regulación y según el marco normativo representa una ventaja competitiva para el desarrollo de la actividad de comercialización minorista de electricidad.

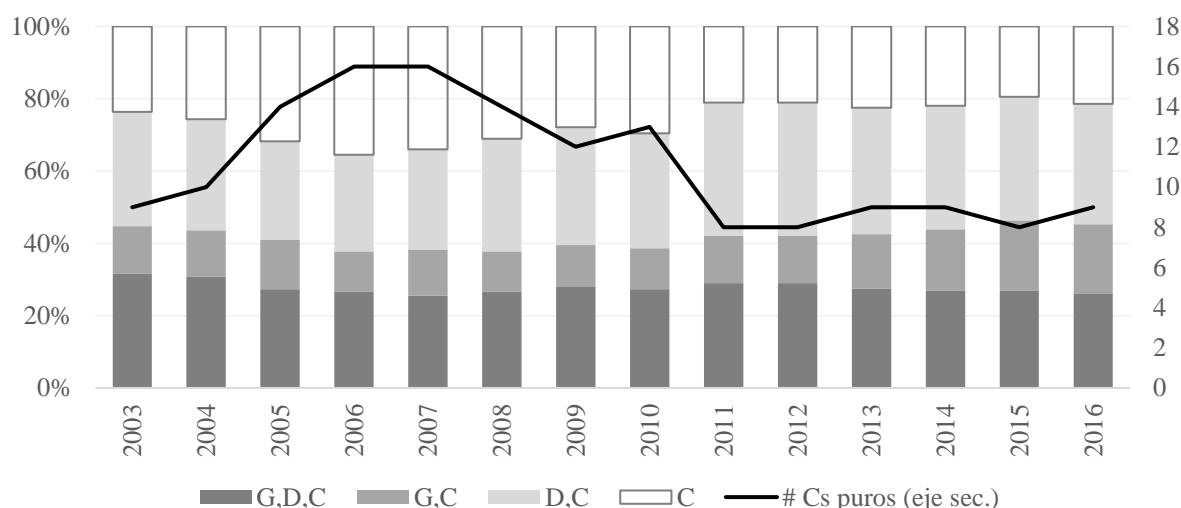
En función del tipo de integración, los agentes pueden ser clasificados en 4 grupos para fines de caracterización:

- (i) Agentes integrados con la actividad de generación (G,C)
- (ii) Agentes integrados con la actividad de distribución (D,C)
- (iii) Agentes integrados con la actividad de generación y distribución (G,D,C)
- (iv) Agentes sin integración, también conocidos como comercializadores puros (C)

Se dice que un mercado tiene las condiciones abiertas de competencia cuando se presenta una penetración considerable de actores comercializadores puros, la Figura 5 representa la evolución de la participación del número de agentes por tipo de integración, considerando la integración por grupos.

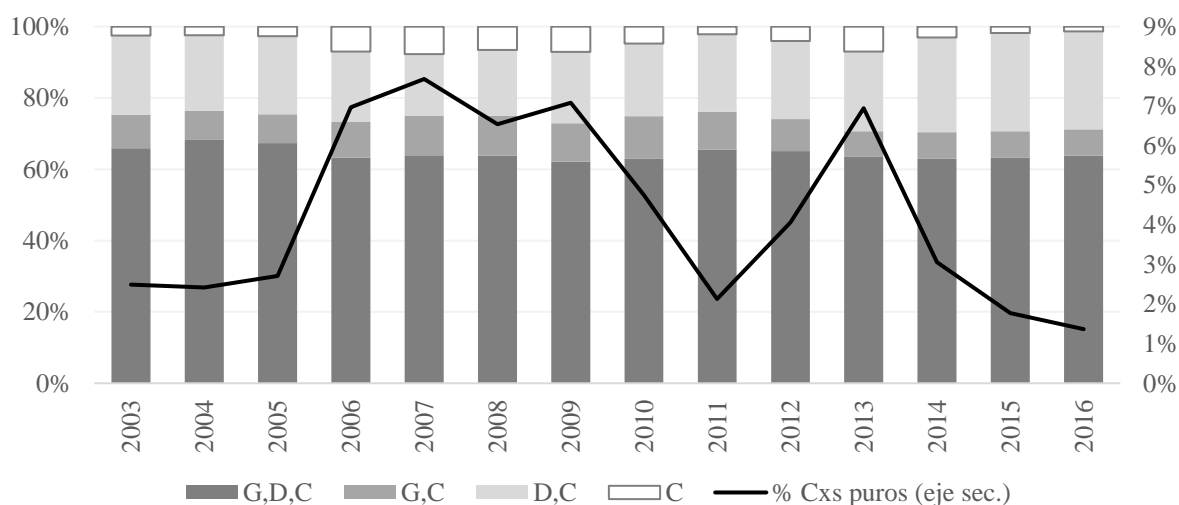
En 2016, 9 agentes (22%) participaban como comercializadores puros, este valor alcanzó el máximo durante el año 2006 donde se contaba con 16 (36%) agentes de este tipo. No obstante, se debe complementar el análisis con la participación por tipos de agentes en términos de ventas (energía), esta evolución es presentada por la Figura 6.

Figura 5. Evolución de la cantidad de los agentes por tipo de integración.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 6. Evolución de la participación en ventas por tipo de integración de los agentes.



Fuente: Elaboración propia.

Bajo esta medida, los comercializadores puros no superaron el 1% del total de las ventas del mercado durante 2016 y como máximo alcanzaron 8% durante 2007, demostrando así una participación de mercado marginal que además se encuentra atomizada en varios competidores. El mercado es en su mayoría (64%) atendido por empresas integradas verticalmente en las tres actividades posibles (G,D,C), que complementado con las integradas con distribución (D,C) abarcan el 91% del mercado, demostrando una clara concentración de mercado entre los agentes integrados.

### 5.5. Indicadores de competencia

En este numeral se busca implementar indicadores de competencia y de concentración de mercado típicos empleados en otras industrias. Para tal fin, se utilizaron datos a nivel municipal de la participación de mercado de los diferentes comercializadores. Los principales resultados son presentados en la Tabla 4 y la Figura 7 presenta la evolución del HHI<sup>9</sup> nacional (agregado a nivel de municipio).

La Tabla 4 y la Figura 7 demuestran unos niveles de concentración de mercado, según el HHI, típicos de una industria monopólica, vista desde el nivel de mercados de distribución. Esta característica, complementada con una alta participación de mercado del líder, se explica por la condición de monopolio natural desarrollado por el distribuidor local, quien es a su vez, el comercializador de electricidad incumbente por defecto. No obstante, también se demuestra que esta condición no limita que la apertura a competencia logre dinamizar el mercado. Se ilustra esta situación con una clara diferencia en la concentración de mercado en el segmento

<sup>9</sup> El HHI es calculado en función de las ventas de energía de cada agente comercializador.

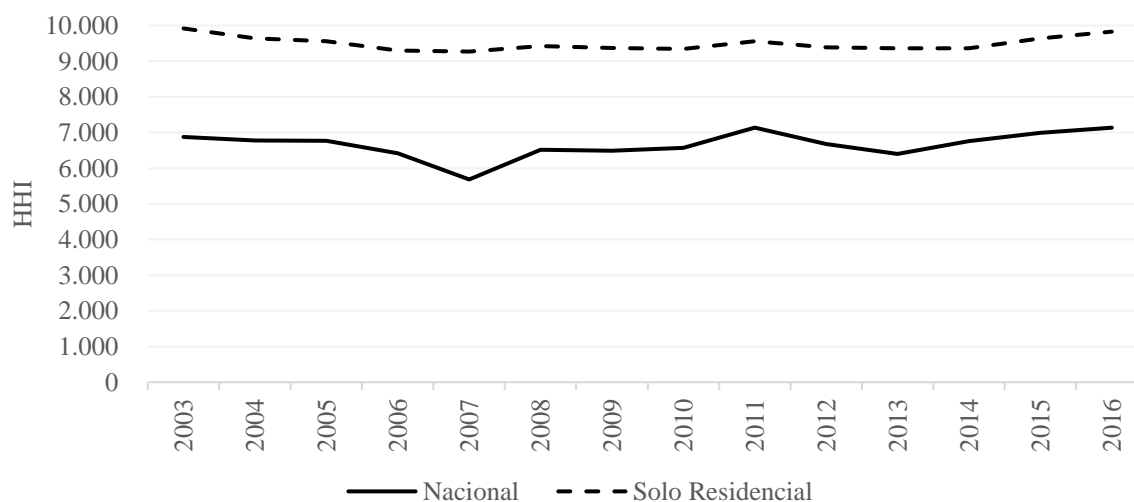
residencial, donde al tener menos acceso a competencia bajo el marco regulatorio actual (al ser usuario regulado), se tiene una concentración de mercado 43% más alta, una participación del líder promedio de 97% y una disminución en el número de competidores del 72%.

Tabla 4. HHI, número de competidores y participación del líder anual a escala municipal.

Año	Mun.	Todas las ventas			Solo Residencial		
		HHI	# competidores	Participación. líder	HHI	# competidores	Participación. líder
2003	1,043	6,877	7.2	65%	9,919	1.9	100%
2004	1,008	6,778	8.0	65%	9,643	2.4	98%
2005	1,046	6,764	9.4	65%	9,559	2.5	97%
2006	1,051	6,416	9.2	60%	9,301	2.4	95%
2007	1,031	5,684	9.9	49%	9,270	2.5	95%
2008	1,054	6,515	9.1	62%	9,427	3.0	97%
2009	1,057	6,487	9.2	62%	9,372	3.1	96%
2010	1,065	6,571	10.3	63%	9,348	3.2	96%
2011	1,067	7,137	8.1	69%	9,560	2.7	97%
2012	1,065	6,681	9.0	64%	9,385	2.7	96%
2013	1,063	6,401	9.8	61%	9,363	2.7	96%
2014	1,064	6,760	10.8	65%	9,366	2.8	96%
2015	1,065	6,995	9.5	68%	9,644	2.5	98%
2016	1,067	7,135	10.0	69%	9,827	2.2	99%
Promedio		6,657	9.2	63%	9,499	2.6	97%

Fuente: Elaboración propia.

Figura 7. Evolución anual del índice HHI nacional



Fuente: Elaboración propia.

La Tabla 5 presenta los indicadores de competencia de las 10 ciudades de mayor consumo en 2016 que representan el 46% de las ventas de comercialización minorista. Con esto se refuerza la evidencia de la relación inversa entre la participación de demanda residencial y la concentración de mercado.

Tabla 5. Información de las 10 ciudades más representativas del mercado en 2016.

Rank	Municipio	Ventas (GWh)	Tarifa promedio (\$/kWh)	# comp.	HHI	Part. Líder	% ventas residencial
1	Bogotá D.C.	9,174	396	22	5,541	73%	41%
2	Medellín	3,405	407	10	8,577	93%	41%
3	Cali	2,911	422	14	6,346	79%	40%
4	Barranquilla	2,497	340	11	7,936	89%	46%
5	Cartagena	2,296	344	10	8,421	92%	40%
6	Yumbo	1,065	290	10	2,330	32%	4%
7	Santa Marta	958	338	7	9,117	95%	57%
8	Bucaramanga	856	410	13	4,908	69%	35%
9	Cúcuta	829	429	8	6,700	80%	49%
10	Villavicencio	727	405	12	5,737	73%	35%

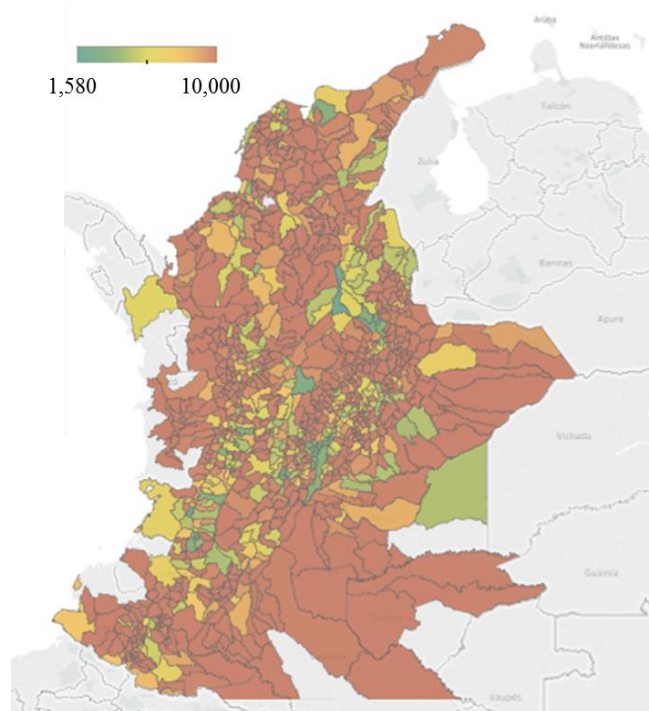
La columna tarifa presenta el valor promedio del costo unitario facturada al usuario, esta no es comparable entre clientes pues los costos de distribución dependen del operador de red local y del nivel de tensión al cual es suministrado el servicio

Fuente: Elaboración propia.

Las ciudades más significativas en ventas coinciden también con una mayor dinámica en términos de competencia minorista, esto puede ser explicado a que debido a su magnitud es un mercado que resulta atractivo para que se desarrolle la actividad de comercialización y se justifiquen los costos fijos asociados a dicha actividad.

Para finalizar, el índice de concentración de mercado HHI representado de manera espacial para el año 2016 se ilustra en la Figura 8.

Figura 8. Distribución espacial del HHI en 2016 a escala municipal.



Fuente: Elaboración con datos propios.

## 5.6. Conducta de los agentes

Según la estructura de competencia expuesta hasta ahora y con el marco regulatorio planteado, los agentes comercializadores adquieren una conducta particular buscando obtener mayores beneficios. Una de ellas, se ve reflejada en el comportamiento de los agentes para adquirir el producto en el mercado mayorista, particularmente con el nivel de cobertura con recursos propios para lograr los compromisos de venta en el mercado minorista. Dicha cobertura se logra a través de contratos, que pueden, a su vez, ser pactados con su propia generación en el caso de los agentes integrados verticalmente (G,D,C o G,C). La Tabla 6 presenta el nivel de exposición de los agentes (agrupados por la columna Grupo de la Tabla 3) según su tipo de integración para el año 2016.

A partir de estos datos se puede evidenciar una clara diferencia de conducta entre dos grupos de agentes, segregados por su integración vertical con la actividad generación (G,D,C o G,C). Los agentes comercializadores que tienen algún tipo de integración vertical con generación están expuestos a bolsa en promedio un 13%, mientras que los agentes que no tienen esta integración (D,C o C) están expuestos 2.6 veces más (34%).

Esta diferencia en el grado de exposición puede ser explicada por una mayor dificultad para acceder a un mercado de contratos competitivo para los agentes que no cuenta con participación en la actividad de generación, contrario al otro grupo de agentes que bajo el marco regulatorio actual pueden acceder a su generación como cobertura financiera en contratos de largo plazo.

Adicionalmente, a partir de la Tabla 6 se puede evidenciar una conducta particular en 4 de los 9 comercializadores puros que a 2016 siguen activos en el mercado minorista. Esta conducta, hace referencia a una evidente política de cero compras en bolsa, que puede ser explicada como la única estrategia de cobertura (no necesariamente óptima) para competir sin activos de generación. A través de coberturas perfectas con el mercado mayorista, que claramente limitan su escalabilidad.

Por otra parte, uno de los roles del comercializador minorista de electricidad, considerando el estrecho margen en el que puede agregar valor considerando las características del producto, es en la prestación del servicio de cobertura financiera de precio para los clientes. En este orden de ideas, el comercializador (en un mercado en competencia) además de comprar en bolsa, adquiere un conjunto de contratos de compra y venta, de diferentes tipos, plazos y cantidades con miras a lograr el menor precio posible para maximizar su margen en la operación.

Tabla 6. Conducta de los agentes en 2016 respecto al nivel de exposición a bolsa considerando tipo de integración y grupo económico.

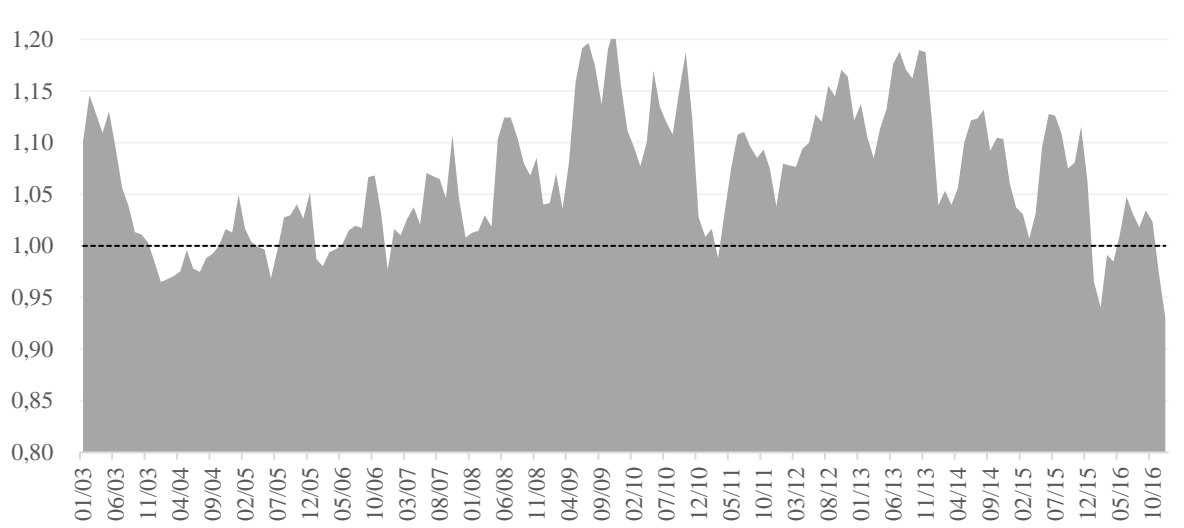
Agente	Integración	Ventas C. (GWh)	Generación (GWh)	Participación Gx.	Participación C.	Part. C. / Part. Gx.	Compras en bolsa (GWh)	Exposición a bolsa	Ventas C./Gx.
Grupo EPM	G,D,C	13,804	13,409	20%	26%	1.27	3,162	11%	1.03
Grupo Enel	G,D,C	11,747	15,005	23%	22%	0.96	2,056	7%	0.78
Empresas Municipales De Cali EICE E.S.P.	G,D,C	2,765	578	1%	5%	5.89	1,624	46%	4.78
Grupo Celsia	G,D,C	2,106	5,819	9%	4%	0.45	999	12%	0.36
Electrificadora Del Meta S.A. E.S.P.	G,D,C	1,035	1	0%	2%	1,803.08	325	31%	1,462.97
Compañía Energética Del Tolima S.A. E.S.P.	G,D,C	990	0	0%	2%		81	5%	
Electrificadora Del Huila S.A. E.S.P.	G,D,C	772	16	0%	1%	58.82	151	14%	47.73
Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P.	G,D,C	652	0	0%	1%		148	23%	
Empresa De Energía De Cundinamarca S.A. E.S.P.	G,D,C	596	0	0%	1%	1,975.13	80	13%	1,602.57
Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.	G,D,C	564	152	0%	1%	4.57	243	33%	3.71
Empresa De Energía De Pereira S.A. E.S.P.	G,D,C	526	107	0%	1%	6.08	25	3%	4.93
Empresa Municipal De Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	G,D,C	13	15	0%	0%	1.07	3	10%	0.87
Isagen S.A. E.S.P.	G,C	2,972	11,392	17%	6%	0.32	1,812	11%	0.26
Vatía S.A. E.S.P.	G,C	715	411	1%	1%	2.15	206	12%	1.74
Generadora Y Comercializadora De Energía Del Caribe S.A. E.S.P.	G,C	119	3,181	5%	0%	0.05	954	24%	0.04
Cemex Energy S.A.S. E.S.P.	G,C	110	24	0%	0%	5.75	87	64%	4.67
AES Chivor & Cia S.C.A. E.S.P.	G,C	38	4,371	7%	0%	0.01	1,058	17%	0.01
Genersa S.A.S. E.S.P.	G,C	11	20	0%	0%	0.69	20	31%	0.56
Termotasajero S.A. E.S.P.	G,C	3	964	1%	0%	0.00	207	15%	0.00
Diceler S.A. E.S.P.	G,C	2	4	0%	0%	0.79	3	54%	0.64
Grupo Electricaribe	D,C	11,659	0	0%	22%		4,025	35%	
Compañía Energética De Occidente S.A.S. E.S.P.	D,C	579	0	0%	1%		258	33%	
Distribuidora y Comercializadora De Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	D,C	499	0	0%	1%		38	4%	
Empresa De Energía De Casanare S.A. E.S.P.	D,C	311	0	0%	1%		200	64%	
Electrificadora Del Caquetá S.A. E.S.P.	D,C	183	0	0%	0%		131	72%	
Empresa Distribuidora Del Pacifico S.A. E.S.P.	D,C	161	0	0%	0%		44	27%	
Empresa De Energía De Arauca E.S.P.	D,C	159	0	0%	0%		42	26%	
Empresas Municipales De Cartago S.A. E.S.P.	D,C	110	0	0%	0%		148	135%	
Ruitoque E.S.P.	D,C	97	0	0%	0%		57	25%	
Empresa De Energía Del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	D,C	46	0	0%	0%		0	0%	
Empresa De Energía Eléctrica Del Departamento Del Guaviare S.A. E.S.P.	D,C	44	0	0%	0%		9	19%	
Empresa De Energía Del Putumayo S.A. E.S.P.	D,C	25	0	0%	0%		21	81%	
Empresa De Energía Del Valle De Sibundoy S.A. E.S.P.	D,C	10	0	0%	0%		0	0%	
Enertotal S.A. E.S.P.	C	286	0	0%	1%		0	0%	
Energía Empresarial De La Costa S.A. E.S.P.	C	200	0	0%	0%		58	29%	
Terpel Energía S.A.S. E.S.P.	C	84	0	0%	0%		52	62%	
Itacol Energía S.A. E.S.P.	C	65	0	0%	0%		17	25%	
Energía Y Agua S.A.S. E.S.P.	C	29	0	0%	0%		0	0%	
Renovatio Trading Americas S.A.S. E.S.P.	C	26	0	0%	0%		1	1%	
Profesionales En Energía S.A. E.S.P.	C	21	0	0%	0%		23	19%	
A.S.C. Ingeniería S.A. E.S.P.	C	18	0	0%	0%		0	0%	
Empresa De Servicios Públicos De Santander S.A. E.S.P.	C	10	0	0%	0%		0	0%	

Exposición a bolsa: Compras en bolsa / (Ventas C. + Ventas en Bolsa + Ventas en Contratos)

Fuente: Elaboración propia.

En ese sentido, una proxy para medir esta conducta en los agentes en el mercado en general es el cociente entre las ventas totales en contratos y la demanda total. Este indicador se presenta en la Figura 9.

Figura 9. Cociente entre ventas totales en contratos y demanda total del mercado.



Fuente: Elaboración propia.

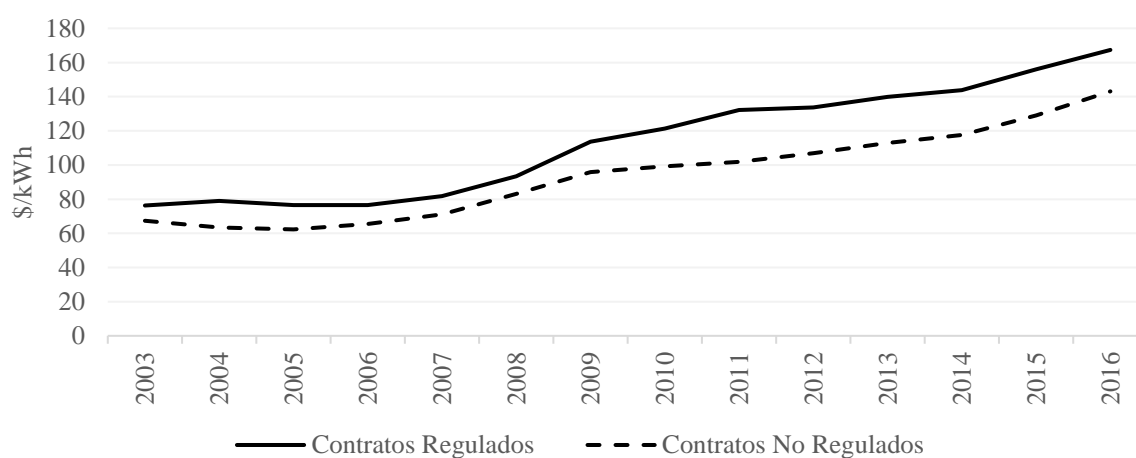
Si este indicador es mayor a 1, esto indica que el movimiento a través de contratos es mayor que la demanda del mercado, siendo un indicio que hay comercializadoras en el rol de agente financiero para lograr coberturas de diferentes tipos. En caso contrario, si el cociente es menor a 1, se traduce en un producto que cuenta con un mercado de contratos subdesarrollado donde los comercializadores deben recurrir a la bolsa y no a una alternativa financiera sofisticada para adquirir la electricidad del mercado mayorista, limitando la capacidad de los comercializadores a desarrollarse como agentes financieros. Típicamente, en el mercado colombiano este indicador se ve afectado por la expectativa hidrológica, que ante escenarios donde se espera buena hidrológica algunos agentes optan por disminuir su contratación buscando favorecerse de un precio spot más bajo.

En promedio en el periodo analizado este indicador resultó en 1.06, demostrando un carente desarrollo en el mercado de contratos que alcanzó su máximo en el año 2010 con la comercialización en contratos de 1.2 la energía total vendida. El informe trimestral de la Unión Europea sobre el mercado eléctrico resalta que el indicador de liquidez promedio es de 4.7, resaltando el mercado eléctrico alemán donde se transa en contratos de cobertura 19 veces la energía consumida (European Commission, 2017).

### 5.7. Mercado regulado vs. Mercado no regulado

En el desarrollo de la actividad de comercialización de productos es típico realizar una segmentación del mercado y discriminar el precio en función de esta separación. Como se mencionó anteriormente, en el mercado de electricidad la segmentación es administrada por la norma entre usuarios no regulados y regulados. Para atender a ambos mercados los agentes comercializadores se comportan de diferente manera, esta dinámica se ve reflejada en la diferencia entre las condiciones de venta de energía mayorista para contratos regulados y no regulados, representado en la Figura 10.

Figura 10. Histórico de precios (corrientes) de contratos diferenciados por mercado.



Fuente: Elaboración propia.

A simple vista es evidente una discriminación de precio entre ambos mercados, esta resulta en un aumento de 23 \$/kWh en 2016 a los contratos destinados al mercado regulado respecto al precio al mercado no regulado.

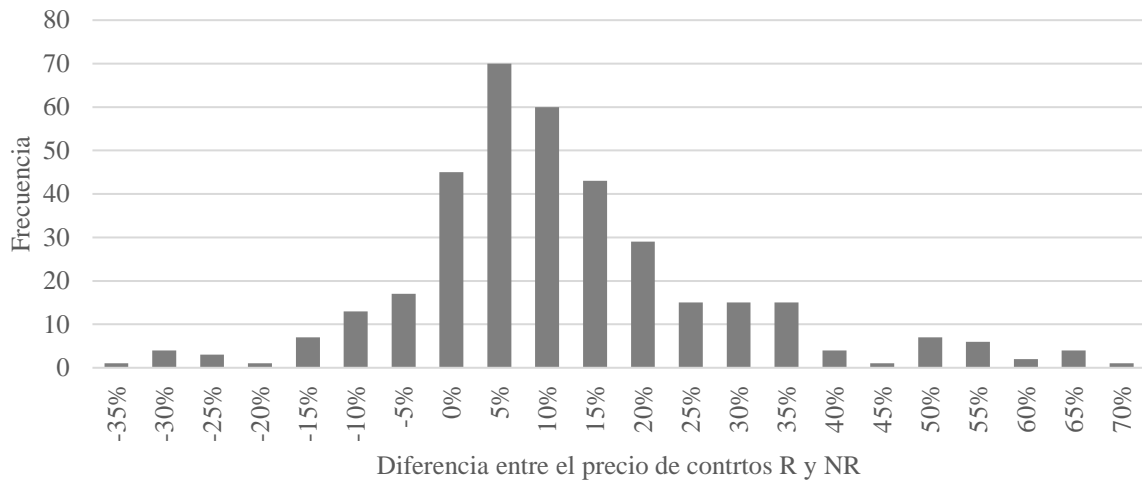
En la Figura 11 se presenta el histograma de la diferencia porcentual entre los contratos de venta al mercado regulado y el no regulado de 142 agentes entre 2003 y 2016.

En promedio el precio de los contratos a usuarios regulados tienen un precio 9% más elevando. Validando la significancia al 95%, se rechaza la hipótesis nula de que esta prima sea igual a cero con un valor p de 0.

Esta evidencia demuestra que los usuarios regulados que representan el casi el 70% en términos de energía y más del 90% en términos de número de clientes son expuestos a mayores precios de contrato que posteriormente son trasladados a la tarifa, respecto a los usuarios no regulados. Esta condición de subsidios cruzados entre mercados es principalmente explicada por la posibilidad de acceso a competencia que tienen los grandes usuarios, que conlleva a una

dinámica de mercado con incentivos para la adquisición y retención de clientes que trae beneficios para los consumidores.

Figura 11. Histograma de la diferencia entre el precio de contratos a usuarios regulados respecto a no regulados, en el periodo 2003-2016



Fuente: Elaboración propia.

## **6. Experiencias internacionales en la liberalización del mercado minorista de electricidad**

A nivel mundial la estructura de mercado y la regulación que habilita la competencia en comercialización minorista de electricidad ha sido heterogénea, ergo ha desencadenado en experiencias y resultados diversos para cada uno de estos mercados. Cabe resaltar que actualmente en algunos países ausentes de competencia en esta actividad están evaluando la posibilidad de dar apertura al mercado minorista de electricidad.

A continuación, se describirán los marcos normativos y sus respectivos resultados en algunos mercados relevantes donde se ha introducido la competencia en comercialización minorista de electricidad.

### **6.1. Países nórdicos: Noruega, Suecia y Finlandia**

El mercado eléctrico residencial en los países nórdicos: Noruega, Suecia y Finlandia, se abrió a “real” competencia en 1998. Antes de esta fecha la competencia era inefectiva, pues para acceder a un nuevo comercializador el usuario debía instalar un medidor de electricidad con periodicidad horario, además el incumbente podía cobrar penalidades por el cambio y se tenía un periodo mínimo de estadía con cada comercializador (Littlechild, 2006). Todas estas barreras fueron eliminadas y adicionalmente se definió un periodo máximo de dos semanas para que el trámite de cambio de comercializador fuera efectivo para el consumidor. Con estas medidas, la participación de mercado (y el poder de mercado), del comercializador incumbente que estaba en 95% en 1999 ha estado en reducción constante (Von der Fehr & Vegard Hansen, 2017). Según el reporte de competitividad de mercados eléctricos minorista, Finlandia y Noruega son el primer y segundo mercado eléctrico con mayor evidencia de competencia minorista en Europa respectivamente, Suecia ocupa el séptimo lugar (Limited, 2015).

### **6.2. Reino Unido**

En el Reino Unido la competencia minorista fue regulada por la misma época que los países Nórdicos, la regulación obligó a la separación de actividades y derivó en la desinversión de las distribuidoras en la actividad de comercialización. Esta condición ha generado dinámica en el mercado minorista que se evidencia con una tasa de cambio de usuarios residenciales del 12% en 2015 (Ofgem, 2016). El alto grado de libertad en los diferentes esquemas tarifarios ocasionó una gran heterogeneidad en las ofertas comerciales que desencadenó en una reciente

reforma para favorecer el acceso a la información de los consumidores y la facilidad para comparar diferentes oferentes. Actualmente se pueden encontrar entre los oferentes, tarifas volumétricas, fijas, combinadas, invariantes, “verdes”, entre otros varios autores han cuestionado la efectividad de la competencia minorista para todos los usuarios considerando aumentos en tarifas finales. Sin embargo, se ha demostrado un gran desarrollo en el portafolio de nuevos productos y en la calidad en el servicio al cliente.

### **6.3. Australia y Nueva Zelanda**

En 1998, Nueva Zelanda aprobó una reforma estructural del sector eléctrico que además de permitir la competencia en la actividad de generación, hacía lo propio con la comercialización minorista de electricidad. En este año se prohibió la integración en las actividades de distribución y comercialización buscando restringir el uso de poder de mercado. Durante la implementación se centró en favorecer la competencia a través de una reducción de costos de cambio de comercializador. A lo largo de los años se llevaron a cabo campañas centralizadas para concientizar a los usuarios de su poder de elección. En un principio contaban con siete comercializadores, vinculados a la zona de distribución, en 2016 se tenían más de veinte (Electricity Authority, 2011).

En Australia, la apertura a competencia minorista se dio progresivamente, iniciando a mediados de los años noventa. Por diferentes circunstancias la instalación de recursos distribuidos detrás del medidor, hizo que una porción significativa de los usuarios cambiara sus hábitos de consumo frente a la red; incorporando generación en sitio y almacenamiento de energía que sumadas a herramientas de gestión de la demanda cambiaron rápidamente el paradigma de consumidor pasivo (Nelson, Bashir, McCracken-Hewson, & Pierce, 2017). Esto derivó en una gran variedad de esquemas tarifarios para valorar adecuadamente el uso de la red y evitar así el espiral de la muerte de las empresas de energía (Severance, 2011). A 2017, 1 de cada 5 usuarios tiene paneles solares en la vivienda, además la competencia minorista ha creado efectivamente nuevos productos y servicios relacionados con tecnología de redes inteligentes (AEMC, 2017).

### **6.4. EEUU**

EEUU tiene experiencias diversas relativas a la apertura a competencia minorista considerando la regulación autónoma de cada mercado. A finales de los años noventa California adoptó el esquema de competencia minorista, no obstante tuvo que ser desmontado

rápidamente con la crisis del sector eléctrico en ese Estado a principios de la siguiente década. Una de las razones que profundizó la crisis fue el esquema de transición a la liberalización del mercado de generación y comercialización generó un desacople entre el precio del mercado mayorista y la tarifa de comercialización, que ante precios altos generó una insostenibilidad económica del sistema. Actualmente el regulador en California está contemplando la posibilidad de instaurar un esquema de competencia minorista, considerando la proliferación de recursos distribuidos.

A partir de esta experiencia, Texas retrasó la apertura del mercado minorista de electricidad hasta el 2002, logrando la rápida entrada de nuevos agentes comercializadores (Zarnikau & Whitworth, 2006). A través de diferentes mecanismos regulatorios que buscaban evitar el ejercicio de poder de mercado del incumbente se logró una gran experimentación con nuevos comercializadores por parte de los consumidores. El mecanismo principal se basaba en poner en “cuarentena” a los distribuidores-comercializadores incumbentes, de esta manera no había un proveedor de electricidad “por defecto”, el cliente debía elegir (Giberson & Kiesling, 2017). Esta política llevó a que a 2016, 92% de todos los consumidores, incluyendo residencial, habían ejercido su derecho a cambiar de proveedor de electricidad (PUCT, 2017).

A continuación, en la Tabla 7 se resume el estado de competencia en los mercados mencionados, utilizando los indicadores de número de competidores y tasa anual de cambio de comercializador como variables directamente relacionadas con el desarrollo de la actividad de comercialización de electricidad.

Tabla 7. Variables de estado de competencia minorista a 2015 en algunos mercados.

<b>Mercado</b>	<b>Año de apertura</b>	<b>Número de competidores</b>	<b>Tasa de cambio de comercializador</b>
1 <b>Noruega</b>	1997	191	14%
2 <b>Finlandia</b>	1998	100	11%
3 <b>Suecia</b>	1999	118	10%
4 <b>Reino Unido</b>	1999	37	12%
5 <b>Australia</b>	2004	45	7%
6 <b>Nueva Zelanda</b>	1994	20	21%
8 <b>ERCOT (Texas)</b>	2002	109	No disponible

Fuente: Eurostat, NordReg, Ofgem, AER, EMI, PUTC

## **6.5. Otros**

Algunos mercados como Italia y Chile están ad portas de lograr un marco normativo que favorezca la competencia minorista de electricidad (Palacios M. & Saavedra P., 2017; Stagnaro, 2017). Otros mercados eléctricos como el Portugués tomaron las medidas necesarias para este fin recientemente y están a la espera de la materialización de sus resultados (Ghazvini, Ramos, Soares, Vale, & Castro, 2016). Y por último otros mercados como India y Rusia por regulación, en teoría, tienen competencia minorista, pero por diversas circunstancias y barreras de entrada regulatorias que aún persisten, no se pueden evidenciar una realización de los efectos (Joseph, 2015; Singh, 2010). El mercado eléctrico Colombiano se ubica en esta última categoría.

## **7. Recomendaciones sobre la competencia en el mercado minorista de electricidad en Colombia**

En la primera parte de la sección, producto de la evaluación del marco regulatorio, el diagnóstico cuantitativo del estado actual de la competencia en esta actividad, el análisis de experiencias internacionales, se presentan recomendaciones concretas a llevar a cabo por el ente regulador para favorecer la competencia minorista en el mercado eléctrico en Colombia. En la segunda parte de la sección se presenta una aproximación cualitativa y cuantitativa a los beneficios y costos que traería consigo un incremento en la competencia minorista partiendo de la adopción de las recomendaciones propuestas.

### **7.1. Recomendaciones para favorecer el desarrollo de la competencia minorista de electricidad**

- (i) **Umbral de definición de usuarios:** Disminuir el límite regulatorio para participar en el mercado no regulado. Esto medirá permitirá a más comercios y pequeñas industrias participar de la libre competencia. La disminución del umbral puede realizarse de una manera progresiva hasta alcanzar a la mayoría de usuarios.
- (ii) **Estructura de la tarifa:** Definir una estructura tarifaria que refleje el costo de prestación de servicio y el costo de expansión del sistema. Esto implica migrar de una simple tarifa volumétrica a esquemas tarifarios que incentiven el uso eficiente del sistema y eviten subsidios cruzados ocultos entre usuarios, además esto permitirá a nivel de comercialización tener una competencia en precio en diferentes tramos que se ajusta a la heterogeneidad de los usuarios. En ese sentido, entre otras alternativas a incorporar en la estructura tarifaria, se deben considerar esquemas de tarifas de dos (o más) partes:
  - **Componente fijo:** La tarifa debe incluir una parte fija que represente el costo que no depende del nivel de consumo (e.g. lectura, facturación, reparto, servicio al cliente, entre otros).
  - **Cargos por demanda:** Se deben incluir cargos por demanda máxima de potencia en el periodo (medidos en \$/kW), de esta manera se favorece un uso eficiente del sistema y se incentiva la entrada de activos eficiente distribuidos como el solar o el almacenamiento en baterías.
  - **Tiempo de uso:** Se deben distinguir las tarifas al usuario final en diferentes periodos de uso, llegando incluso a señales horarias de precio, que reflejen la

diferencia en el costo real de prestación del servicio en horas pico. De esta manera se incentiva a los usuarios a consumir en los periodos valle del sistema y permitir comportamientos de respuesta de la demanda implícita para los clientes.

- (iii) **Liberización en la tarifa:** Necesariamente al tratarse de un servicio público se debe definir una tarifa máxima regulada, en especial para los grupos de usuarios vulnerables. Sin embargo, con el ánimo de fomentar la competencia en comercialización minorista se debe permitir una mayor flexibilidad en las tarifas de venta, por debajo del máximo. Esto permitirá la aplicación de estrategias comerciales para adquirir nuevos usuarios que beneficiarían al consumidor.
- (iv) **Establecimiento de un mercado anónimo estandarizado de contratos:** Con el objetivo de mitigar el ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes comercializadores integrados verticalmente con la actividad de generación (ver sección 4.3), se debe establecer un mercado anónimo en el cual se trancen contratos estandarizados de energía. Entre sus características se debe considerar:
- Es un mercado de contratos financieros, desligado a la entrega real del producto de electricidad. Esta característica agrega liquidez y alternativas de cobertura al mercado. Además, favorece la entrada de agentes puramente financieros al mercado.
  - En este mercado se desconoce la contraparte o el tomador del contrato, no obstante se garantiza el pago a través de una cámara central de compensación.
  - Al ser anónimo, se debe garantizar el acceso a los mismos contratos a todos los agentes comercializadores. De esta manera se limita el ejercicio de poder de mercado a los agentes integrados verticalmente y se evitan prácticas restrictivas de la competencia.
  - La unidades a transar, los periodos de liquidación y las condiciones contractuales deben ser estandarizadas entre todos los contratos a transar, buscando favorecer la liquidez y la posible existencia de un mercado secundario de este derivado.
  - Es un mercado abierto para ambos tipos de usuarios, regulados –representados por un comercializador- y no regulados.
  - Puede coexistir con el mercado bilateral de contratos de energía actual, sin embargo como una medida temporal para dar inercia a la competencia se

recomienda permitir únicamente la suscripción de contratos a través de este mecanismo.

- (v) **Disponibilidad de la información:** Con miras a disminuir la asimetría de información con los consumidores, los comercializadores deberán ofrecer herramientas que brinden información de precio y consumo en tiempo real (o con rezagos menores a 1 día), esto favorecerá al uso eficiente de los recursos y la sensibilización de los usuarios al precio para la toma de decisiones.

La disponibilidad de la información comercial y de operación en tiempo real tanto para agentes como para consumidores, permitirá digitalizar el mercado y su operación logrando eficiencias a la luz de tecnologías técnicamente viables.

Por otra parte, una entidad gubernamental independiente (e.g. SSPD o CREG), debe disponer de un único portal donde los usuarios en función de su lugar de residencia o de operación puedan conocer las diferentes ofertas de comercializadores minoristas y sus respectivos precios, así como el detalle del proceso de cambio de comercializador que deben surtir en caso de desear el cambio.

- (vi) **Costos de comercialización:** Se deben revisar el cargo base de comercialización (\$/factura) a la luz de las nuevas tecnologías que cambian la matriz de costos como la medición inteligente y la posibilidad entrega de facturas electrónicas.
- (vii) **Proceso de cambio de comercializador:** Es necesario revisar el proceso actual que se requiere para que un usuario realice el cambio de comercializador de electricidad, en especial para usuarios regulados residenciales. Se deben disminuir los tiempos de atención de solicitudes ante el comercializador anterior (e.g. solicitar el paz y salvo) y establecer un mecanismo digital y transparente para el usuario. Dicho proceso de cambio no debe incluir ningún sobrecargo o penalidad después de haber permanecido un cierto periodo de tiempo con el comercializador.
- (viii) **Cambios en el prestador de servicio por defecto:** Cuando un nuevo usuario es conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN), el respectivo operador de red debe poner a decisión del usuario la elección del comercializador que lo atenderá. La decisión se hará en base a los pliegos tarifarios publicados por los comercializadores para dicha zona de distribución. De esta manera se limita el ejercicio de poder de mercado de los agentes comercializadores integrados con la actividad de distribución y de se le da a los usuarios una real posibilidad de expresar sus preferencias.
- (ix) **Prestador del servicio de última instancia:** Definir por regulación el prestador de servicio de última instancia, quien será el encargado del suministro de electricidad en

caso de que no tener ningún otro comercializador que lo atienda o de que el usuario no exprese su preferencia. Esto es especialmente importante para los usuarios en poblaciones vulnerables.

- (x) **Cargo de comercialización:** Verificar que el mecanismo de remuneración de la actividad de comercialización no incentive prácticas de competencia como el “descreme” del mercado, haciendo más atractivo para el comercializador el esfuerzo de adquisición de nuevos clientes únicamente en usuarios de altos consumos (ver sección 4.3). Este incentivo perverso se presenta al incluir en la tarifa de manera variable los costos fijos de comercialización y, por lo tanto, puede ser corregido con la reforma al esquema tarifario planteado en la recomendación (ii) de esta sección.
- (xi) **Competencia en compra de excedentes:** En la resolución CREG 030 de 2018 (ver sección 4.3) se reguló la venta de excedentes de sistemas de autogeneración distribuidos (e.g. generación solar fotovoltaica). En dicha regulación se estable el precio de compra “regulado” de los excedentes, sin embargo con el ánimo de fomentar la posibilidad de diferenciación entre comercializadores y el fomento a la adopción de tecnologías de redes inteligentes, este precio debería ser establecido como un límite inferior y se debería permitir la competencia entre comercializadores en este elemento.

## 7.2. Beneficios y costos del aumento de la competencia minorista de electricidad

A continuación a partir de las recomendaciones propuestas en el numeral anterior, se listan los beneficios que traería consigo una mayor competencia minorista en la comercialización de electricidad. Reconociendo la naturaleza del problema, la realidad regulatoria del sector y la imposibilidad técnica de suponer resultados a partir de experiencias en otros mercados, existe una restricción para cuantificar en términos económicos dichos beneficios sociales en cada uno de los casos.

- (i) **Disminución de la tarifa:** Una de las hipótesis más relevantes para favorecer la competencia minorista radica en la reducción de la tarifa de venta al usuario final, que aumenta el beneficio del consumidor. El subyacente de esta hipótesis parte del siguiente argumento económico: cuando el número de oferentes de un bien o servicio aumenta, el precio de venta tiende al costo marginal de producción. Como aproximación a la cuantificación de este beneficio, se toman los 7,840 datos utilizados para el diagnóstico de la sección 5, formado un panel de datos para las 77 empresas comercializadores entre enero de 2003 y diciembre de 2016 con resolución

mensual. A partir de esta información se plantea un análisis de panel de datos con efectos aleatorios, que considera la siguiente especificación general del modelo:

$$tarifa_{ct} = f(PB_t, competidores_t, ventas_{ct}, nino_t, CREG119_t, IDC_c, IGC_c, IC_c)$$

Donde:

***tarifa<sub>ct</sub>***: Tarifa (2016 \$/kWh) del comercializador *c* en el mes *t*

***PB<sub>t</sub>***: Precio de bolsa nacional (2016 \$/kWh) en el mes *t*.

***competidores<sub>t</sub>***: Número de competidores en el mercado de comercialización de electricidad del SIN en el mes *t*.

***ventas<sub>ct</sub>***: Ventas de la empresa (GWh-mes) comercializadora *c* en el mes *t*.

***nino<sub>t</sub>***: Variable *dummy* que indica que el índice MEI está por encima de 56 y refleja si existe una condición hidrológica de fenómeno de El Niño en el mes *t*.

***CREG119<sub>t</sub>***: Variable *dummy* que indica que la vigencia de la resolución CREG 119 de 2007, detallada en la sección 4.1.

***IDC<sub>c</sub>, IGC<sub>c</sub>, IC<sub>c</sub>***: Variable *dummy* que indica si la empresa *c* es integrada respectivamente con la actividad de distribución, generación o solo comercialización.

Se realiza una estimación con regresión lineal de panel de datos a través de la técnica de mínimos cuadrados ordinarios con efectos aleatorios, obteniendo los resultados presentados en la Tabla 8.

Tabla 8. Resultados de la estimación del modelo

Variable	Coefficiente y desviación estándar <sup>T</sup>
<i>PB<sub>t</sub></i>	<b>0.044*</b> (0.004)
<i>competidores<sub>t</sub></i>	<b>-0.999*</b> (0.163)
<i>ventas<sub>ct</sub></i>	<b>-0.226*</b> (0.106)
<i>nino<sub>t</sub></i>	<b>7.135*</b> (1.458)
<i>CREG119<sub>t</sub></i>	<b>36.982*</b> (1.4)
<i>IDC<sub>t</sub></i>	<b>38.523*</b> (17.791)
<i>IGC<sub>t</sub></i>	<b>-129.557*</b> (21.652)

$IC_t$	<b>-64.906*</b> (16.402)
<i>constante</i>	<b>397.875*</b> (14.614)

---

Fuente: Elaboración propia.

<sup>†</sup> Desviación estándar entre paréntesis

\* Coeficiente estadísticamente significativo con un nivel de confianza del 95%

A partir de la estimación se puede corroborar el signo negativo en el coeficiente que acompaña el número de competidores, con un nivel de significancia del 95%. Esto reafirma la relación inversa entre el número de competidores y la tarifa de electricidad. En términos prácticos esto demuestra la hipótesis planteada inicialmente, donde al tener una mayor número de agentes en el mercado minorista los precios se ven disminuidos a la luz de la competencia, entregando beneficios económicos a los consumidores.

Por otra parte, se resalta el hecho de tener una relación inversa significativa entre la cantidad de energía vendida y la tarifa, esto da cuenta de un marco regulatorio que beneficia la estructura oligopólica y favorece la integración vertical de los agentes que participan.

Es necesario aclarar que para que este efecto sea considerable en la tarifa deben llevarse a cabo las recomendaciones propuestas en la sección anterior, en especial la liberización en la tarifa y la reforma a la estructura tarifaria.

- (ii) **Mejoramiento del servicio:** Bajo las condiciones de mercado actuales, se puede afirmar que los usuarios -en particular los regulados- no cuentan con alternativas de cambio de comercializador eficientes, además se comportan de manera inelástica a cambios en el precio. Esta configuración, lleva a la mayoría de los comercializadores incumbentes ofrezcan un servicio de atención al cliente y una calidad de energía solo hasta el nivel que exige la regulación. Este nivel de servicio podría verse mejorado bajo una economía de competencia, donde los incentivos económicos para mejorar estos niveles se materialicen en la adquisición de nuevos clientes. El mejoramiento en el servicio no solo hace referencia al tiempo de atención de daños, sino a elementos diferenciadores como facturación digital, app móviles, planes de fidelización, entre otros.
- (iii) **Disminución del efecto de poder de mercado para agentes integrados:** Uno de los principales beneficios del aumento en la competencia minorista radica en la indispensable inclusión del mercado anónimo estandarizado de contratos. Con este

mecanismo se reduce el poder de mercado de agentes integrados con la actividad de generación en la suscripción de contratos de venta de energía, además esta condición permite el acceso a contratos competitivos a todos los agentes que se traduce en el traslado de precios eficientes a la tarifa final.

- (iv) **Eficiencias en el sistema:** Con las recomendaciones de las modificaciones de la estructura tarifaria -con tarifas horarias y cargos por potencia- y la disminución de la asimetría de información para los consumidores, se incentiva el uso eficiente del sistema que en el largo plazo se reflejara en una disminución en los requerimientos de expansión y, por lo tanto, en la tarifa al usuario final.
- (v) **Incentivos a la adopción de tecnologías de redes inteligentes:** Al tratarse de la comercialización de un producto homogéneo, la competencia en precio llevaría a los agentes a un precio de venta igual a su costo marginal. En ese sentido, cada uno tendrá incentivos a incluir en su portafolio productos y servicios adicionales relacionados con redes inteligentes (e.g. generación solar, almacenamiento, vehículos eléctricos, programas de respuesta de la demanda, entre otros) donde tienen una mayor capacidad de diferenciación en función a diferentes modelos de negocio. Dichas estrategias buscarán adquirir nuevos clientes con alto grado de fidelidad. Con la adopción de estas soluciones, el sistema se hace más eficiente.

En contraste a los beneficios planteados anteriormente, el aumento en la competencia de la comercialización minorista de electricidad trae consigo unos costos asociados que se listan a continuación. De igual manera, la estimación económica de estos costos es compleja considerando la naturaleza del problema y lo etéreo que resultan las implicaciones.

- (i) **Costos de infraestructura:** Uno de los mayores costos en los que incurren los sistemas de distribución que apuntan a la dinamización de la competencia minorista es en el costo de la infraestructura de medición, pues el sistema de medición mecánico no es escalable para tal fin. En ese sentido se debe reponer los medidores por sistemas de medición avanzada, con medición y gestión remota. En el caso de Colombia, el Ministerio de Minas y Energía a través de la resolución 400072 de 2018 (ver sección 4.1) estableció la reposición de la mayoría de los medidores a 2030. En ese sentido, este es un costo hundido que ya está siendo asumido por la demanda y el aumento en la competencia minorista permite la capitalización de esta inversión.

- (ii) **Costos de cambio de comercializador:** Conocidos en la literatura como *switching costs* y *searching costs*, se relacionan con el costo en el que incurren los usuarios en buscar a su nuevo comercializador y en el proceso de cambio. Con las recomendaciones planteadas, se dispondrá de una plataforma unificada para conocer las ofertas de los diferentes comercializadores y acceder fácilmente a ellos. Además el proceso de cambio de comercializador sería digital, donde prevalece la agilidad y la reducción de costos.
- (iii) **Costos de doble marginalización:** Con el establecimiento de un mercado anónimo estandarizado de contratos y la disminución del poder de mercado para agentes integrados, se puede incurrir en una práctica de doble marginalización en las actividades de generación y comercialización. De ser así, esto querría decir que bajo la configuración de mercado actual existiría un subsidio entre las actividades de comercialización y generación. Para mitigar esto, se propone en las recomendaciones revisar la matriz de costos de comercialización, en especial a la luz de la medición inteligente y regular con este valor máximo.
- (iv) **Costos de mercadeo:** Algunos autores fundamentan su crítica a favorecer la competencia minorista en el mercado de electricidad al requerir unos innecesarios costos de mercadeo y relacionamiento para adquirir nuevos clientes en la comercialización de un producto homogéneo. No obstante, la búsqueda de eficiencia en costos para ganar competitividad en un mercado en competencia, llevará a los agentes a diferenciarse en un portafolio de productos y servicios (sin necesariamente añadir costo) que pondrán al alcance de los consumidores tecnologías de redes inteligentes y plataformas de información a través de diferentes modelos de negocio.

## 8. Conclusiones

Durante la década de los ochenta, una innovación tecnológica en las turbinas de generación desencadenó una reforma a la organización industrial del sector eléctrico a nivel mundial. Durante años, los esfuerzos se han centrado con éxito en lograr grandes eficiencias técnicas y el desarrollo efectivo de mercados mayoristas de generación. De manera análoga, actualmente, a la luz de innovaciones tecnológicas de medición avanzada, generación distribuida, almacenamiento, microrredes, automatización, redes inteligentes, plataformas transaccionales y digitalización, es el momento de plantear una verdadera reforma a la actividad de comercialización en el mercado minorista de electricidad, reconociendo la necesidad de escuchar después de más de un siglo las preferencias de los clientes, no usuarios.

En Colombia más del 98% de la demanda regulada es atendida por el respectivo operador de red y menos del 2% de la demanda total es atendida por comercializadores puros sin ningún tipo de integración con las actividades de generación o distribución. Bajo el marco regulatorio actual, dichos agentes integrados no tienen ningún incentivo a favorecer la innovación dentro de sus propuestas de valor con los clientes y se comportan como un monopolio dentro de su zona de distribución, por más que la regulación teóricamente habilita la competencia minorista. Por otra parte, el esquema actual de remuneración y de contratación se beneficia a los agentes integrados, restando posibilidades de una efectiva competencia a los no incumbentes.

Diversas experiencias internacionales han demostrado el beneficio que trae consigo la efectiva apertura a competencia del mercado minorista de electricidad, mejorando la satisfacción de los clientes, ampliando el portafolio de productos y servicios, mejorando la cobertura de riesgos y disminuyendo la tarifa, reconociendo que son las tecnologías de redes inteligentes que hacen que esto sea viable en la actualidad.

Para que este escenario sea una realidad en el mercado eléctrico colombiano se requiere la ejecución de cambios regulatorios en favor de la competencia minorista, estos cambios planteados son de diversa índoles y van desde la reestructuración tarifaria, cambios en el prestador del servicio por defecto, hasta la disposición de una plataforma para que los usuarios puedan conocer las empresas y respectivas tarifas que comercializan electricidad en dicho mercado. Estos cambios propuestos buscan maximizar el beneficio social, considerando el necesario costo hundido que asume Colombia con la expansión obligatoria de la infraestructura de medición avanzada.

La competencia minorista de electricidad representa una oportunidad única para ubicar al cliente en el centro del sector eléctrico, no al final como ha estado siempre.

## 9. Bibliografía

- AEMC. (2017). 2017 AEMC Retail Energy Competition Review, (July). Retrieved from <http://www.aemc.gov.au/getattachment/006ad951-7c42-4058-9724-51fe114cabb6/Final-Report.aspx>
- Berg, S. V., & Tschirhart, J. (1989). *Natural monopoly regulation*. Cambridge Books.
- Boffa, F., & Kiesling, L. (2014). *Network Regulation through Ownership Structure : An Application to the Electric Power Industry*.
- Brunekreeft, G. (2002). Regulation and Third-Party Discrimination in the German Electricity Supply Industry. *European Journal of Law and Economics*, 13(3), 203–220. <https://doi.org/10.1023/A:1014718416616>
- Defeuilley, C. (2009). Retail competition in electricity markets. *Energy Policy*, 37(2), 377–386. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.025>
- Durham, Y. (2000). An experimental examination of double marginalization and vertical relationships. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 42(1), 207–229.
- Electricity Authority. (2011). *Electricity in New Zealand*.
- European Commission. (2017). Quarterly Report: On European Electricity Markets, 10(1). Retrieved from [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly\\_report\\_on\\_european\\_electricity\\_markets\\_q1\\_2017.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_electricity_markets_q1_2017.pdf)
- Ghazvini, M. A. F., Ramos, S., Soares, J., Vale, Z., & Castro, R. (2016). Toward retail competition in the Portuguese electricity market. *International Conference on the European Energy Market, EEM, 2016–July*(October). <https://doi.org/10.1109/EEM.2016.7521209>
- Giberson, B. Y. M., & Kiesling, L. (2017). The need for electricity retail market reforms. *Regulation*, 40, 34–41.
- Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*. John Wiley & Sons, Inc.
- IEA. (2001). *Competition in electricity markets*. <https://doi.org/10.1109/MPER.1996.512035>
- Jevons, W. S. (1871). *The Theory of Political Economy* (First edit). London: Macmillan.
- Johnsen, T. A., & Olsen, O. J. (2011). Regulated and unregulated Nordic retail prices. *Energy Policy*, 39(6), 3337–3345. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.027>
- Joseph, A. (2015). Smart Grid and Retail Competition in India: A Review on Technological and Managerial Initiatives and Challenges. *Procedia Technology*, 21, 155–162. <https://doi.org/10.1016/j.protcy.2015.10.083>
- Joskow, P. L. (2000a). *Deregulation and regulatory reform in the US electric power sector*. Retrieved from [http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=Gk2fli9ewwIC&oi=fnd&pg=PA113&ots=VzpEDmTI\\_u&sig=1ot-T6vW0-t95lJl1-qlp0MXJd4](http://books.google.com/books?hl=en&lr=&id=Gk2fli9ewwIC&oi=fnd&pg=PA113&ots=VzpEDmTI_u&sig=1ot-T6vW0-t95lJl1-qlp0MXJd4)

- Joskow, P. L. (2000b). *Why do We Need Electricity Retailers? or Can You Get It Cheaper Wholesale?* Retrieved from <http://www.ksg.harvard.edu/hepg/Papers/joskow.pdf>
- Joskow, P. L. (2008). Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*, 29(2), 9–42.
- Kiesling, L. (2014). Incumbent Vertical Market Power, Experimentation, and Institutional Design in the Deregulating Electricity Industry. *The Independent Review*, 19(2), 239–264.
- Kiesling, L. (2015). *Implications of Smart Grid Innovation for Organizational Models in Electricity Distribution*.
- Kiesling, L. (2016). An “Airbnb for Electricity”: Institutional Theory For a Platform Model In an Historically Regulated Industry.
- Kiesling, L., & Munson, D. (2016). A Revolution in Power: Where We’ve Come from, Where We’re Headed. *Electricity Policy*, 16. Retrieved from <https://electricitypolicy.com/images/2016/September/14Sep2016/Kiesling/Kiesling2016Sep14.pdf>
- Kirzner, I. M. (1997). Entrepreneurial discovery and the competitive market process: An Austrian Approach. *Journal of Economic Literature*, 35(60–85).
- Klemperer, P. (1987). Markets with consumer switching costs. *The Quarterly Journal of Economics*, 375–394.
- Limited, I. A. (2015). *Ranking the Competitiveness of Retail Electricity and Gas Markets: A proposed methodology*.
- Littlechild, S. (2000). *Why we need electricity retailers: a reply to Joskow on wholesale spot pass-through*. University of Cambridge.
- Littlechild, S. (2003). Wholesale Spot Price Pass-Through. *Journal of Regulatory Economics*, 23(1), 61–91. <https://doi.org/10.1023/A:1021883431400>
- Littlechild, S. (2005). Smaller suppliers in the UK domestic electricity market: experience, concerns and policy recommendations. *OGFEM Report, London*, (June), 1–74.
- Littlechild, S. (2006). Competition and contracts in the Nordic residential electricity markets. *Utilities Policy*, 14(3), 135–147. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2006.03.003>
- Littlechild, S. (2009). Retail competition in electricity markets - expectations, outcomes and economics. *Energy Policy*, 37(2), 759–763. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.089>
- Menger, C. (1981). *Principles of Economics* (James Ding). NY: NYU Press.
- Nelson, T., Bashir, S., McCracken-Hewson, E., & Pierce, M. (2017). The Changing Nature of the Australian Electricity Industry. *Economic Papers: A Journal of Applied Economics and Policy*, 36(2), 104–120. <https://doi.org/10.1111/1759-3441.12170>
- NERA. (2008). *Competitive Electricity Markets : The Benefits for Customers and the Environment*. Retrieved from

[http://www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive1/PUB\\_CompetitiveElectricityMarkets\\_Feb2008.pdf](http://www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive1/PUB_CompetitiveElectricityMarkets_Feb2008.pdf)

- Ofgem. (2016). *Retail Energy Markets in 2016*.
- Ostroy, J. M., & Makowski, L. (2001). Perfect Competition and the Creativity of the Market. *Journal of Economic Literature*, 39(June 2001), 479–535. <https://doi.org/10.1257/jel.39.2.479>
- Palacios M., S., & Saavedra P., E. (2017). Alternative policies for the liberalization of retail electricity markets in Chile. *Utilities Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2017.06.009>
- PUCT. (2017). *Scope of Competition in Electric Markets in Texas*.
- Ruff, L. E. (1999). Competitive Electricity Markets : One Size Should Fit All. *The Electricity Journal*, 6190(99).
- Schumpeter, J. A. (1942). *Socialism, capitalism and democracy*.
- Severance, C. A. (2011). A practical, affordable (and least business risk) plan to achieve “80% clean electricity” by 2035. *Electricity Journal*, 24(6), 8–26. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2011.06.004>
- Singh, A. (2010). Towards a competitive market for electricity and consumer choice in the Indian power sector. *Energy Policy*, 38(8), 4196–4208. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.03.047>
- Stagnaro, C. (2017). Competition and Innovation in Retail Electricity Markets: Evidence from Italy. *Economic Affairs*, 37(1), 85–101. <https://doi.org/10.1111/ecaf.12216>
- Stigler, G. J. (1957). Perfect Competition, Historically contemplated. *The Journal of Political Economy*, 65(1), 1–17.
- Swadley, A., & Yücel, M. (2011). *Did residential electricity rates fall after retail competition?*
- Von der Fehr, N.-H. M., & Vegard Hansen, P. (2017). Electricity Retailing in Norway. *International Association for Energy Economics*, 31(1), 25–45.
- Walras, L. (1954). *Elements of Pure Economics* (W. Jaffé,). London: Allen and Unwin.
- Wilson, C. M., & Price, C. W. (2010). Do consumers switch to the best supplier? *Oxford Economic Papers*, 62(4), 647–668. <https://doi.org/10.1093/oep/gpq006>
- Zarnikau, J., & Whitworth, D. (2006). Has electric utility restructuring led to lower electricity prices for residential consumers in Texas? *Energy Policy*, 34(15), 2191–2200. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.03.018>

## Apéndice

### Anexo 1

La tarifa de electricidad para usuarios regulados, definida en la resolución 119 de 2007 es:

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

$$CUf_{m,j} = Cf_{m,j}$$

Donde:

- $n$  : Nivel de tensión de conexión del usuario.
- $m$  : Es el mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
- $i$  : Comercializador Minorista.
- $j$  : Es el Mercado de Comercialización.
- $CUv_{n,m,i,j}$  : Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión  $n$ , correspondiente al mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ .
- $G_{m,i,j}$  : Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , determinados conforme se establece en el Capítulo III de la presente Resolución.
- $T_m$  : Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes  $m$  determinado conforme al Capítulo IV de la presente Resolución.
- $D_{n,m}$  : Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión  $n$  para el mes  $m$ , determinados conforme al Capítulo IV de la presente Resolución.
- $Cv_{m,i,j}$  : Margen de Comercialización correspondiente al mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$  que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh) y determinado conforme al Capítulo V de la presente Resolución.
- $R_{m,i}$  : Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista  $i$  en el mes  $m$ , conforme al Capítulo VI de la presente Resolución.
- $PR_{n,m,i,j}$  : Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión  $n$ , para el mes  $m$ , del Comercializador Minorista  $i$ , en el Mercado de Comercialización  $j$ , determinado conforme se establece en el Capítulo VII de la presente Resolución.
- $CUf_{m,j}$  : Componente fija del Costo Unitario de Prestación del Servicio (\$/factura) correspondiente al mes  $m$  para el Mercado de Comercialización  $j$ .

$Cf_{m,j}$  : Costo Base de Comercialización (\$/factura) correspondiente al mes  $m$ , para el Mercado de Comercialización  $j$ .

El costo máximo de traslado de compras de energía está definido por la siguiente expresión:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * Pb_{m-1,i} + AJ_{m,i}$$

Donde,

$$Qc_{m-1,i} = \text{Min} \left[ 1, \frac{Cc_{m-1,i}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

Donde:

$m$  : Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

$i$  : Comercializador Minorista  $i$ .

$j$  : Mercado de Comercialización  $j$ .

$DCR_{i,m-1}$  : Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista  $i$  en el mes  $m-1$ .

$Qc_{m-1,i}$  : Es el menor valor entre 1 y el resultante de la relación energía comprada por el Comercializador Minorista  $i$  mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial del mercado regulado del Comercializador Minorista, en el mes  $m-1$ .

$Cc_{m-1,i}$  : Energía comprada mediante contratos bilaterales por el Comercializador Minorista  $i$  con destino al mercado regulado en el mes  $m-1$ .

$Pc_{m-1,i}$  : Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista  $i$  mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes  $m-1$ .

$Mc_{m-1}$  : Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes  $m-1$  con destino al mercado regulado.

$\alpha_{i,j}$  : Valor de  $\alpha$  del Comercializador Minorista  $i$  en el Mercado de Comercialización  $j$  para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997.

$Pb_{m-1,i}$  : Precio de la energía comprada en Bolsa por el Comercializador Minorista  $i$ , en el mes  $m-1$ , expresado en \$/kWh, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la demanda regulada.

$$Pb_{m-1,i} = \frac{\sum_{h=1}^n P_{h,m-1} \times D_{i,h,m-1}}{\left( \sum_{h=1}^n D_{h,i,m-1} \right)}$$

Donde,

$P_{h,m-1}$  : Precio de Bolsa en la hora  $h$  (\$/kWh), del mes  $m-1$ .

$D_{i,h,m-1}$  : Compras en Bolsa del Comercializador Minorista  $i$  (kWh) en la hora  $h$ , del mes  $m-1$ .

$n$  : Número de horas del mes  $m-1$ .

$AJ_{m,i}$  : Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía, expresado en \$/kWh, del Comercializador  $i$  para el mes  $m$ , calculado conforme al Anexo 1 de la presente resolución.