



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA USUARIOS REGULADOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Bases conceptuales para su remuneración

DOCUMENTO CREG-110
21 noviembre-19

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

Contenido

1. ANTECEDENTES	6
1.1. Estructura de la cadena de prestación del servicio	6
1.2. El rol del comercializador en la cadena	7
1.3. Marco legal y regulatorio	9
1.4. Evolución de la Comercialización a Usuarios Finales.....	12
1.5. Estructura del negocio.....	17
1.6. Evolución del cargo.....	19
2. NUEVO ENTORNO DE LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SIN 21	22
2.1. Oferta	22
2.2. Demanda.....	23
2.3. Instancias	23
2.4. Habilitadores.....	24
3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA REGULATORIO	25
3.1. Problema regulatorio	25
3.2. Cambios en la estructura de costos y en los roles del comercializador	25
3.3. Barreras de entrada	26
4. OBJETIVOS	27
5. ELEMENTOS DE ANÁLISIS	27
5.1. Aplicación de AMI	29
5.2. Nuevos mecanismos de compra de energía	30
5.3. Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022	31
5.4. Tratamiento de usuarios vulnerables, PUI, áreas especiales, zonas de difícil acceso	32
5.5. Liberalización del mercado	33
6. INSTRUMENTOS DE REGULACIÓN.....	33
6.1. Instrumentos de mercado	35
6.2. Autorregulación por iniciativa de las empresas	38
6.3. Corregulación	39
6.4. Información y pedagogía	40
7. CONCLUSIONES	42

1. ANTECEDENTES

Los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible están definidos como servicios esenciales en Colombia. En este contexto y en aras del interés público, el Estado se ha reservado las facultades de regulación, inspección, vigilancia y control, con el fin de evitar ineficiencias y sobreprecios, y de garantizar el acceso de la población a esos servicios.

Las actividades que conforman las cadenas de valor de estos servicios están establecidas en la ley y sus roles están delimitados para cada agente que las desarrolle. Algunas de esas actividades son monopolios naturales, mientras que otras, en principio, tienen la capacidad de operar en competencia. Independientemente de la estructura de la actividad económica en cada eslabón de la cadena y en consonancia con el carácter de servicio público, en el centro del análisis se encuentra siempre el bienestar del usuario.

En general, la teoría económica muestra que en mercados competitivos las necesidades de los consumidores son satisfechas de manera más adecuada y la variedad de productos disponibles es mayor. Asimismo, los costos de transacción tienden a ser menores y los niveles de inversión llegan a acercarse más al nivel socialmente deseable.

1.1. Estructura de la cadena de prestación del servicio

La cadena operativa de los servicios públicos de electricidad y gas combustible se podría representar linealmente:

Ilustración 1. Esquema tradicional de la cadena operativa de prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible



Elaboración: CREG.

G: Generación; T: Transmisión; D: Distribución

En la figura anterior no se encuentra el comercializador, pues su función está asociada a las relaciones económicas que la regulación ha construido y no a la ingeniería del servicio.

En un esquema como el anterior, las economías de escala son un aspecto central para la operación de la cadena, con la construcción de redes físicas que requieren altos costos de inversión. En este esquema se presentan integraciones verticales entre las actividades y se da menor relevancia a los incentivos de mercado, puesto que la competencia posible es limitada.

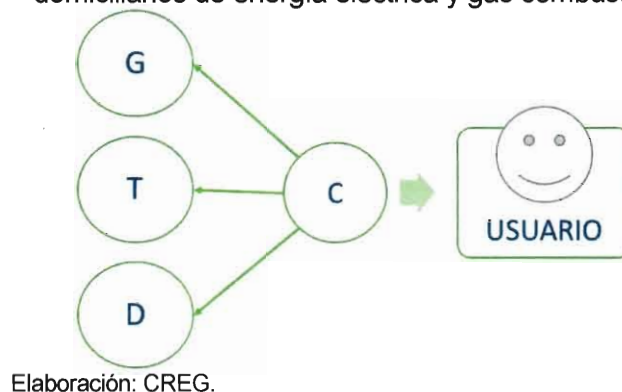
Los problemas económicos asociados a esta cadena operativa tradicional son: minimizar costos, evitar extracción de rentas y fomentar la innovación tecnológica. Es decir, en un escenario como el de la Ilustración 1, el objetivo es que la cadena utilice la menor cantidad de recursos posible para prestar el servicio al usuario y que los precios finales reflejen dichos costos, sin rentas económicas adicionales.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

La regulación económica asociada a esos problemas económicos es aquella referente al monopolio natural, con sus dimensiones de tarifas y calidad. En un contexto como este, los incentivos a innovación son limitados. Las mejoras tecnológicas son aquellas que mantienen la organización industrial de la cadena, cuyas rentas puede ser apropiadas por los agentes existentes.

Estas condiciones son las que se observaron durante la primera mitad del siglo veinte. Para la segunda mitad, sin embargo, se introduce una estructura de negocio que permite generar incentivos en competencia, en principio, con el fin de favorecer al usuario. Puesto que se trata de aspectos de mercado, distintos a los aspectos operativos de la cadena tradicional, se modifica la estructura para introducir la figura del comercializador.

Ilustración 2. Estructura actual del negocio de prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible



Aunque las actividades de T y D siguen siendo efectivamente monopolios (u oligopolios), la posibilidad de promover competencia en la generación (como oferente en el mercado) hace necesaria la existencia de la punta de demanda para ese mercado. Este es el rol del comercializador.

1.2. El rol del comercializador en la cadena

Conceptualmente, la labor de un comercializador en un mercado competitivo incluye (i) atraer usuarios, (ii) suscribir contratos de prestación del servicio con ellos, (iii) gestionar su acceso a las redes de distribución, (iv) manejar el portafolio para atender las necesidades de sus clientes, (v) realizar la facturación y el recaudo de los pagos de sus clientes y (vi) encargarse del servicio post-venta.

La siguiente ilustración presenta un esquema simplificado de los procesos asociados a la comercialización, incluyendo los subprocesos que tradicionalmente se llevan a cabo y aquellos que potencialmente entrarían como resultado de los cambios tecnológicos y de mercado.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 7

Ilustración 3. Procesos y subprocesos de la actividad de comercialización de energía eléctrica

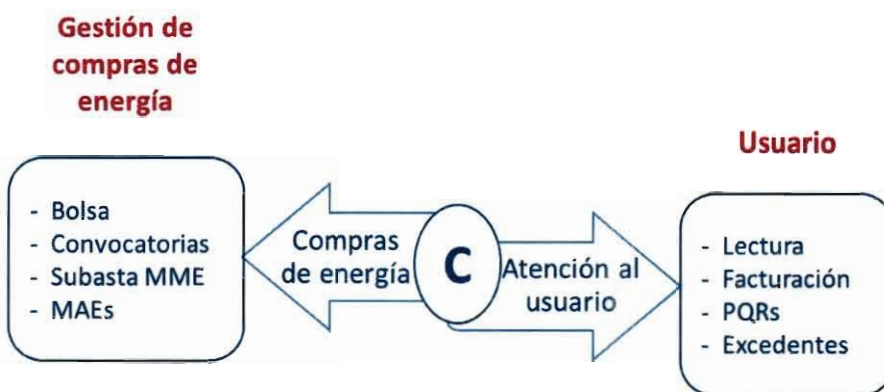


Elaboración: CREG. Fuente: Regulation of the Power Sector – Ignacio J. Pérez-Arriaga, 2013.

La implementación de cambios tecnológicos y cambios de mercado tiene el potencial de modificar subprocesos existentes o de crear nuevos subprocesos. Por ejemplo, la medición remota implica modificaciones a la forma de realizar la lectura, a los procesos internos de facturación y podría resultar en una oferta de nuevos servicios de post venta. También es posible concebir que, ante la entrada de nuevos mecanismos de comercialización para la compra de energía, un comercializador pueda realizar una gestión de los riesgos de una manera mucho más sofisticada, en función de las necesidades de sus usuarios.

El rol del comercializador es el de un agente con dos campos de acción: i) de cara al mercado de energía y ii) de cara al usuario, como lo plantea la siguiente ilustración. En este sentido, se trata de una intermediación entre el usuario del servicio público de energía eléctrica y el mercado mayorista de energía.

Ilustración 4. Campos de acción del comercializador de energía eléctrica



Como actividad de intermediación en procura de los intereses del usuario, la comercialización se encarga de gestionar de forma agregada las compras de energía eléctrica. Es el comercializador quien asume los costos de búsqueda de las compras a nivel mayorista, los costos de transacción asociados a la gestión contractual y la gestión de riesgo de variabilidad de precio en el mercado.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 8

De no ser así, cada usuario asumiría individualmente los costos de búsqueda para tomar decisiones sobre sus compras de energía, incurriría en los costos de transacción resultantes de sus compras particulares y estaría a cargo de gestionar los riesgos asociados a cambios en los precios. En presencia de una asimetría en el poder de negociación entre la demanda individual de un usuario final y la oferta de agentes productores o generadores, además del desaprovechamiento de las economías de escala derivadas de la agregación de demanda, es posible anticipar que los precios que resultaría pagando aquel usuario serían mayores a los que se obtendrían en presencia de un intermediario, es decir, del agente comercializador.

Esta estructura del negocio trae un nuevo problema: evitar que el comercializador capture rentas económicas en detrimento del usuario al que gestiona, lo que en economía se denomina el problema de *principal-agente*. En este caso, la extracción de rentas no surge del poder de mercado, sino de la asimetría de información: el usuario (*principal*) no puede monitorear la gestión de su comercializador (*agente*), ni puede observar directamente el resto de la cadena de prestación del servicio.

En respuesta a este problema, así como la generación es una actividad en competencia, también debe existir competencia entre comercializadores por servir a los usuarios. La competencia aguas abajo prevendría la extracción de rentas en la actividad de comercialización.

Sin embargo, la realidad del negocio ha sido poco favorable a la competencia entre comercializadores. De manera recurrente el distribuidor local creó un comercializador que asumió su rol en el área de distribución, limitando la presencia de otros comercializadores que tratan de competirle. Esta integración vertical de actividades crea además un conflicto de interés para el distribuidor local, que debería ser neutral en su actuar frente a diferentes comercializadores.

Además, muchos comercializadores se ven expuestos a un segundo conflicto de interés, entre sus funciones de procurar por los intereses de sus usuarios (como punta de demanda en el mercado) y su interés como generadores, como punta de oferta. Es decir, la rivalidad que se espera de un mercado en competencia entre la punta de oferta y la punta de demanda, en presencia de integración entre comercializadores y generadores, está condicionada por el conflicto de interés resultante de esa integración.

En conclusión, la figura del comercializador tiene un riesgo inherente a la relación entre un principal y su agente —con la capacidad de hacer uso de esa ventaja informacional en virtud de su tamaño en el mercado local, su integración con el distribuidor local y su integración con generadores.

1.3. Marco legal y regulatorio

Con la expedición de la Ley 142 de 1994, la comercialización se constituye en una actividad complementaria del servicio público domiciliario de energía eléctrica, junto con la generación, transformación, interconexión y transmisión. La actividad de comercialización solo puede ser desarrollada por agentes que realicen las actividades de generación o distribución y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

La empresa que realice la actividad de comercialización puede estar integrada con empresas que desarrollen las actividades de generación o de distribución¹.

Por otra parte, la Ley establece dos tipos de mercados para la comercialización de energía eléctrica²:

- i. Un mercado no regulado donde las transacciones de electricidad entre los agentes de la cadena son libres y son remuneradas mediante los precios que acuerden las partes, y
- ii. Un mercado regulado donde las ventas de electricidad a usuarios finales son remuneradas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación.

La Ley 143 de 1994 define a los usuarios regulados y a los usuarios no regulados en los siguientes términos:

Usuario Regulado: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Usuario No Regulado: Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar dicho nivel, mediante resolución motivada.

Adicionalmente, el artículo 23, literal g, de la Ley 143 de 1994 faculta a la Comisión para definir, con base en criterios técnicos, las condiciones que deben reunir los usuarios regulados y no regulados del servicio de electricidad.

Cumpliendo con lo establecido en la ley, la CREG expidió la Resolución 199 de 1997, mediante la cual definió los límites de potencia y energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo, consistentes en:

- 1,0 MW hasta el 31 de diciembre de 1997
- 0,5 MW o 270 MWh a partir del 1º de enero de 1998

Además, estableció como requisito indispensable para acceder al mercado competitivo que el usuario instale un equipo de medición con capacidad para efectuar telemedida, de modo que permita determinar la energía transada hora a hora, de acuerdo con los requisitos del Código de Medida y que todo usuario no regulado debe estar representado por un comercializador ante el mercado mayorista.

La Resolución 199 de 1997 fue modificada por la Resolución 131 de 1998, mediante la cual se cambiaron, entre otros aspectos, los límites de potencia y energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo. Esta resolución los estableció como:

- 0,5 MW o 270 MWh hasta el 31 de diciembre de 1999
- 0,1 MW o 55 MWh a partir del 1º de enero del 2000

¹ Pueden existir generadoras-transmisoras-distribuidoras- comercializadoras, siempre y cuando hayan existido antes de la expedición de la Ley 142 de 1994 o generadoras-distribuidoras-comercializadoras.

² Artículo 42 de la Ley 143 de 1994.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 10

Es decir, los límites de demanda de potencia de 0,1 MW y de consumo mensual de energía de 55 MWh, medidos en un solo sitio de entrega en cada período, están vigentes desde el 1 de enero del año 2000.

Es preciso mencionar que el marco regulatorio que establece las relaciones entre el comercializador y el usuario final está definido en la Resolución CREG 108 de 1997.

Por otro lado, la regulación vigente que establece la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el SIN está contenida en la Resolución CREG 180 de 2014.

La metodología presenta dos componentes principales para la remuneración de la actividad. El primero es el costo base de comercialización, que corresponde al valor eficiente asociado a los gastos en que incurren los comercializadores en la gestión comercial que realizan de cara al mercado y a los usuarios. En su cálculo se emplearon los resultados de un modelo de frontera estocástica para determinar los gastos trasladables al costo unitario.

El segundo componente corresponde al margen operacional, ajustado por los riesgos de cartera que enfrenta el comercializador por atención de usuarios tradicionales, ubicados en áreas especiales y los interconectados en la ejecución de planes de expansión de cobertura. El ajuste también incluye el reconocimiento de los costos del ciclo de efectivo y el tiempo requerido para el giro de los subsidios.

La metodología también incluye la remuneración de los costos de garantías financieras constituidas ante el Mercado Mayorista en cumplimiento de la Resolución CREG 019 de 2006, las constituidas para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o del SDL en cumplimiento de la Resolución CREG 159 de 2011, el costo mensual de las contribuciones a las entidades de regulación y control, los costos de los servicios del Centro Nacional de Despacho y del Administrador del Sistema de Intercambio Comerciales.

También prevé el traslado de costos asociados al prestador de última instancia y la posibilidad de realizar un cobro fijo y uno variable a los usuarios.

En el Documento CREG 100 del 23 de diciembre de 2014 se presentan los análisis realizados por la Comisión para la definición de la metodología propuesta.

Esta metodología de remuneración se desarrolló dentro de una concepción de la comercialización del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, que fue propuesta en el Documento CREG 044 de 2007 y que conllevaba el desarrollo de diferentes frentes de trabajo que se relacionan en el cuadro que se muestra a continuación.

Tabla 1. Temas de trabajo identificados en el Documento CREG 044 de 2007

Aspecto regulatorio	Tema
Estructura	Redefinición del límite de medida (UNR).
	Definición proveedor de última instancia (PUI).
	Definición de proveedor de zonas especiales (ZEP).
Conducta	Reglamento de comercialización

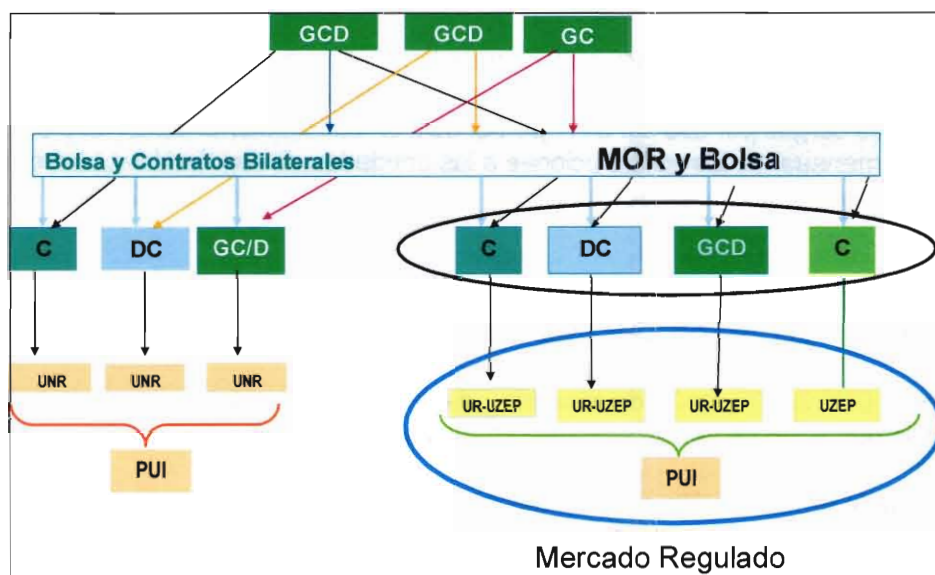
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 11

Aspecto regulatorio	Tema
	Calidad del servicio
	Código de Medida
	Derechos de los Usuarios
	Asignación de Pérdidas entre comercializadores
	Pérdidas Eficientes a Usuario final
Precios	Cargo base de comercialización (nivel y estructura)
	Remuneración de esquemas diferenciales
	Remuneración de PUI
	Fórmula Tarifaria
Mercado	MOR

En el Documento CREG 020 de 2012 que soporta la propuesta de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados contenida en la Resolución CREG 044 de 2012 se presenta el modelo final, el cual se muestra en la Ilustración 5.

Ilustración 5. Modelo de la actividad de comercialización de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Documento 020 de 2012



1.4. Evolución de la Comercialización a Usuarios Finales

A continuación, se presentan algunas cifras que caracterizan la evolución de la comercialización, según cantidad de usuarios, estrato, mercados de comercialización, consumo facturado, proporción de los subsidios y las contribuciones. También se presenta la evolución del cargo de comercialización y de los agentes registrados ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

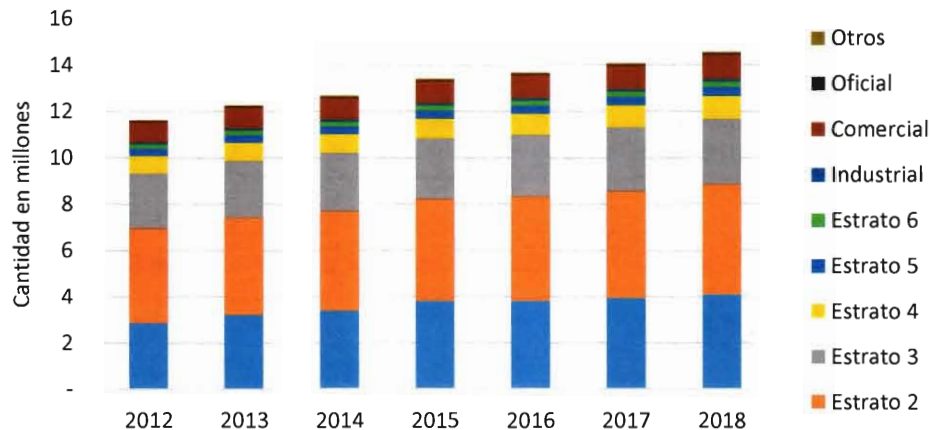
Para 2018, en Colombia hay aproximadamente 14,6 millones de usuarios en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), de acuerdo con la información suministrada por el Sistema Único de

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 12

Información (SUI) que maneja la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). De ellos, 64 mil usuarios son atendidos por un comercializador diferente al establecido. La siguiente ilustración presenta la desagregación de esos usuarios por estrato de consumo de energía eléctrica (para los usuarios residenciales) y los porcentajes que representan los demás tipos de usuarios.

Ilustración 6. Cantidad de usuarios (millones) por estrato. Serie anual 2012-2018



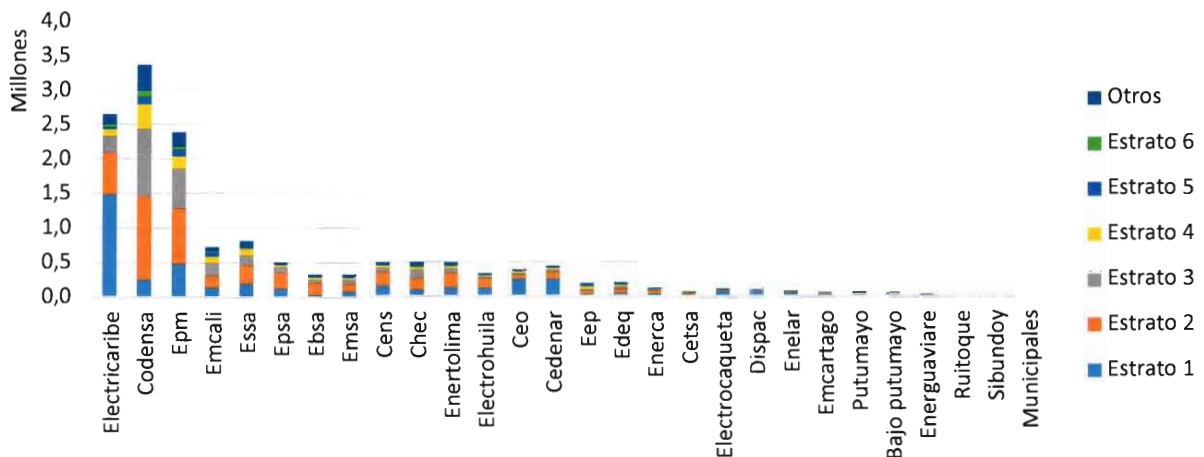
Fuente SUI. Elaboración CREG, 2019.

Los usuarios residenciales, para 2018, representaron el 91,3% del total de usuarios en el SIN y los usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3 representaron 80,3% del total de usuarios. El grupo donde se encuentra la mayor proporción de usuarios es el de estrato 2, que representa el 32,6% del total de usuarios en el SIN.

Entre los usuarios no residenciales (8,7%), la mayoría se encuentra en el estrato comercial (7,3 %). En la serie ilustrada no se observa un cambio en la estructura de los usuarios entre 2012 y 2018 pero se identifica un crecimiento de aproximadamente 480 mil nuevos usuarios al año.

Hay 28 mercados de comercialización reportados en el SUI. Los mercados que concentran la mayor cantidad de usuarios regulados son Electricaribe, Codensa y Epm, con aproximadamente 8,3 millones de usuarios, lo que equivale a 57,4% de los usuarios regulados del SIN para 2018.

Ilustración 7. Cantidad de usuarios regulados en el SIN según mercado de comercialización y estrato. 2018.

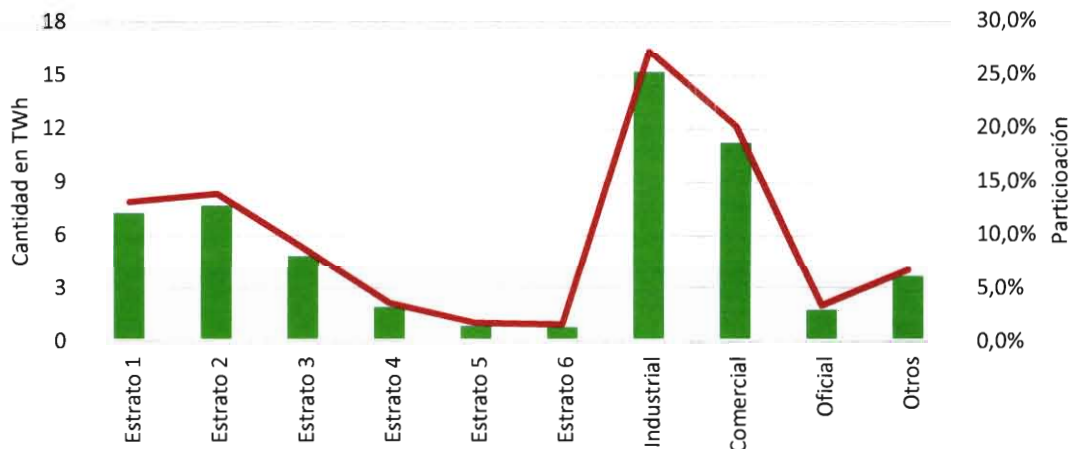


Fuente: SUI. Cálculos CREG. 2019.

La ilustración anterior también contiene la desagregación por estrato de energía eléctrica para cada mercado de comercialización. En este sentido, se observa que, en el mercado de Electricaribe, el 57% de los usuarios están clasificados como estrato 1, el 23% como estrato 2 y el 10% como estrato 3. En contraste, el mercado atendido por Codensa tiene el 8% de sus usuarios clasificados como estrato 1, el 36% en estrato 2 y el 30% en estrato 3. Por su parte, el mercado atendido por EPM tiene el 20% de los usuarios en estrato 1, el 33% en estrato 2 y el 24% en estrato 3. En general, en los demás mercados de comercialización, la mayoría de los usuarios se encuentra en estratos 1 y 2.

En términos de los consumos facturados a los usuarios en el SIN, en 2018 se facturaron en total 55,9 TWh, con 70% de ese consumo facturado a usuarios regulados. Las ventas de 2018 fueron 1,67 TWh superiores con respecto a 2017.

Ilustración 8. Consumo facturado y desagregación por estrato. (GWh y % de participación). 2018.



Fuente: SUI. Cálculos: CREG. 2019.

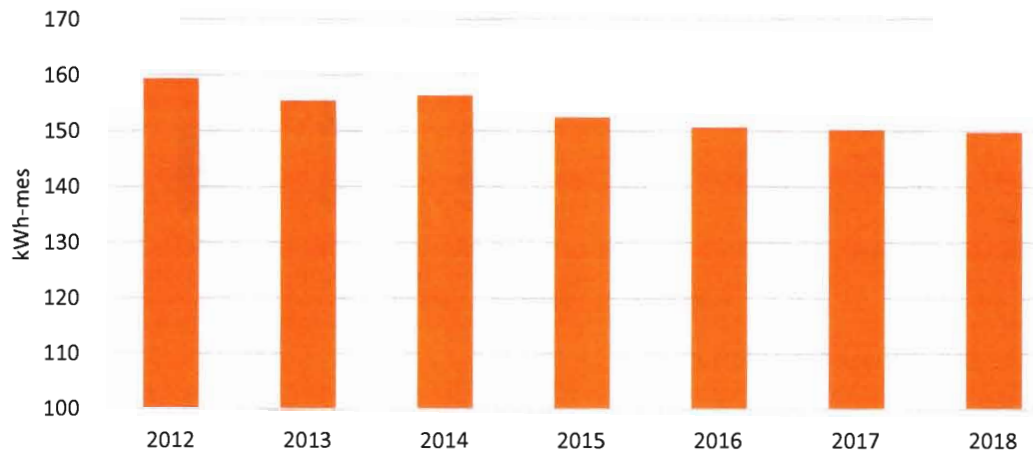
COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 14

Del consumo total, el 43% fue facturado a usuarios residenciales. La siguiente ilustración presenta la desagregación de los consumos facturados por estrato para el año 2018, de acuerdo con lo reportado por el SUI.

Se observa que los estratos industrial y residencial son los de mayor participación, con 27,2% y 20,2%, respectivamente. Les siguen los estratos 1 y 2, cuya participación agregada fue del 27%. En promedio, los usuarios residenciales consumieron 150 kWh-mes en 2018.

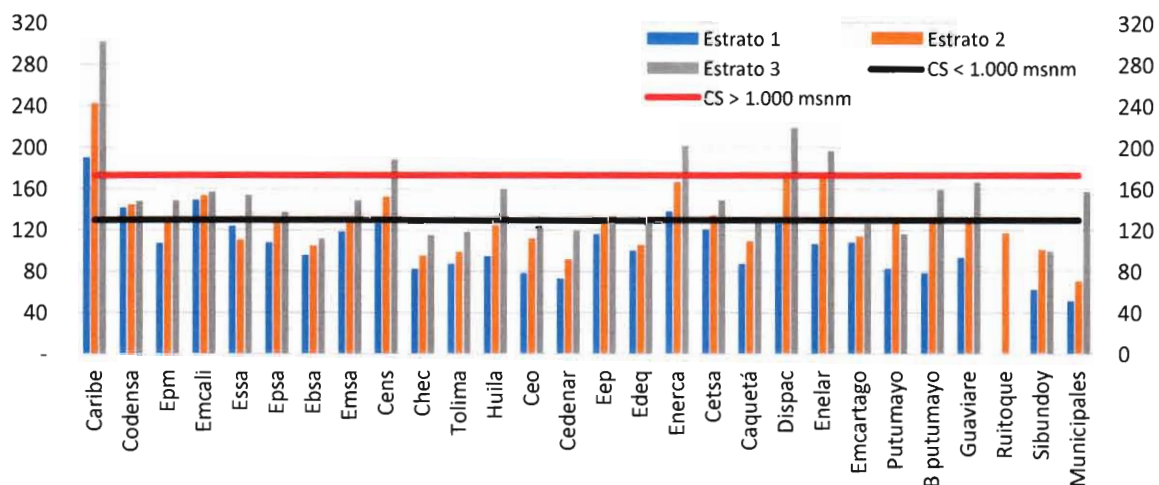
Ilustración 9. Consumo promedio usuarios residenciales (kWh-mes).
Serie 2012-2018.



Fuente: SUI. Cálculos: CREG. 2019.

En la Ilustración 10 se presentan los consumos promedio por mercado y para los estratos 1, 2 y 3 comparados con los consumos básicos de subsistencia (líneas horizontales).

Ilustración 10. Consumo promedio usuarios residenciales (kWh-mes) por mercado. 2018



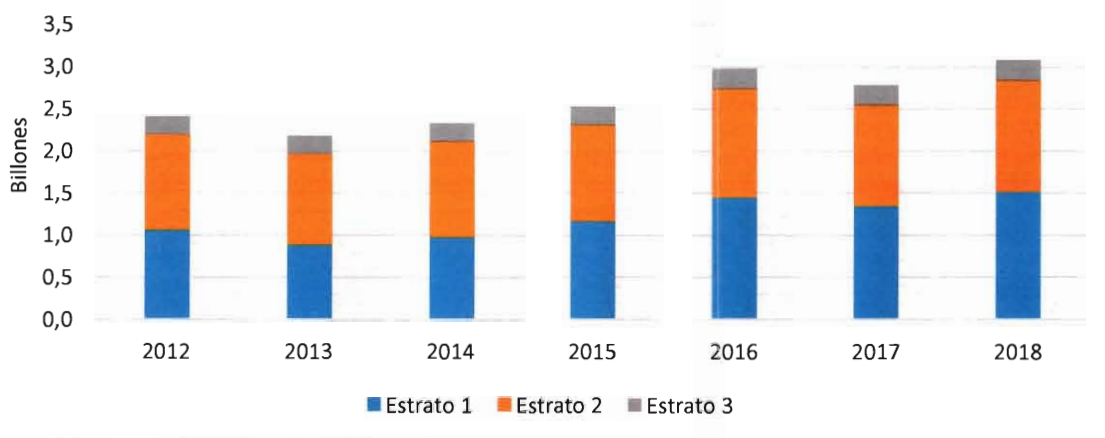
Fuente: SUI. Cálculos: CREG. 2019.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 15

Con respecto a los subsidios y las contribuciones por consumo de energía eléctrica, en 2018 se entregaron aproximadamente 3,1 billones de pesos a los usuarios de estratos 1, 2 y 3. Del total de subsidios entregados, el estrato 1 recibió 45,3%, el estrato 2 recibió 39,8% y el estrato 3 recibió 14,9%. Los subsidios se presentan en la siguiente ilustración.

Ilustración 11. Subsidios asignados a usuarios de energía eléctrica (millones de pesos), según estrato. 2018.

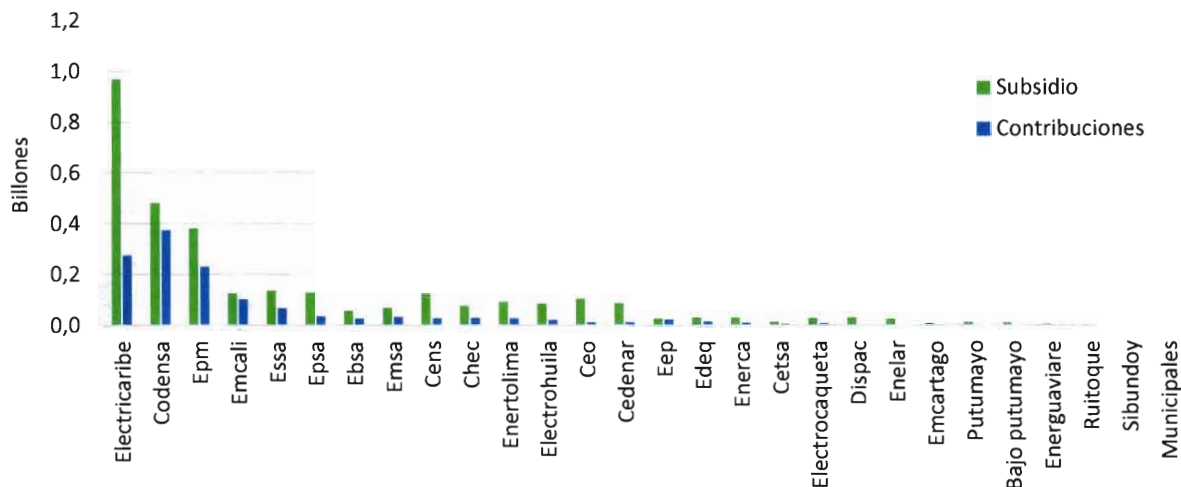


Fuente: SUI. Cálculos: CREG. 2019.

La relación entre subsidios y contribuciones recibidos por cada mercado de comercialización se presenta en la siguiente ilustración para 2018. En el mercado atendido por Electricaribe se asignaron aproximadamente 966 mil millones de pesos en subsidios y se recibieron 273 mil millones en contribuciones, es decir, los subsidios entregados correspondieron a 3,5 veces las contribuciones recibidas.

En el mercado atendido por Codensa, la relación entre subsidios y contribuciones fue de 1,8 veces, con 478 mil millones asignados y 371 mil millones recibidos. El mercado atendido por EPM tuvo una relación de 1,66 entre subsidios y contribuciones (se asignaron 378 mil millones y se recogieron 228 mil millones).

Ilustración 12. Subsidios y contribuciones por mercado de comercialización (billones de pesos). 2018.



Fuente: SUI. Cálculos: CREG. 2019.

En general, la información disponible sobre los mercados de comercialización y los consumos de los usuarios permite ratificar la disparidad entre los mercados atendidos, tanto en su tamaño como en su composición por estrato. Dichas disparidades deben ser tenidas en cuenta durante el análisis para el desarrollo de la metodología que remunere la actividad de comercialización. Así mismo, es necesario tener en cuenta las complejidades derivadas de la segmentación por estratos o de la participación en distintos niveles de los segmentos industriales y comerciales en cada mercado.

1.5. Estructura del negocio

En electricidad, el traslado de precios a usuarios regulados refleja una formación de precios de contratos opaca y poco líquida, en un mercado poco profundo. La regulación de distribución y transmisión enfatiza reglas detalladas para evitar las barreras de acceso a las redes. En concordancia, el margen de comercialización es regulado, es decir, no se deja a la competencia y no reconoce costos de gestión activa del cuidado del usuario. En consecuencia, la migración de usuarios entre comercializadores de energía eléctrica es baja. Además, son frecuentes las quejas asociadas a barreras de acceso a mercados y a instalaciones esenciales por parte de los agentes.

La integración vertical del comercializador con el distribuidor o con el generador impone limitaciones para que el esquema de prestación del servicio pueda adaptarse y aprovechar las innovaciones y tendencias descritas en este contexto. De un lado, los cambios implican nuevas fuentes de competencia en la cadena, lo que no se alinea con los intereses de un agente que actualmente está posicionado en un mercado. De otro lado, los cambios permiten la existencia de un usuario más activo, con mayor facilidad para responder a señales de precios o para cambiar de comercializador, e incluso para marginarse del servicio como usuario si decide ser autosuficiente. Un usuario que requiere una gestión más activa y con mayor valor agregado por parte del comercializador le impone costos a este agente que no solía tener.

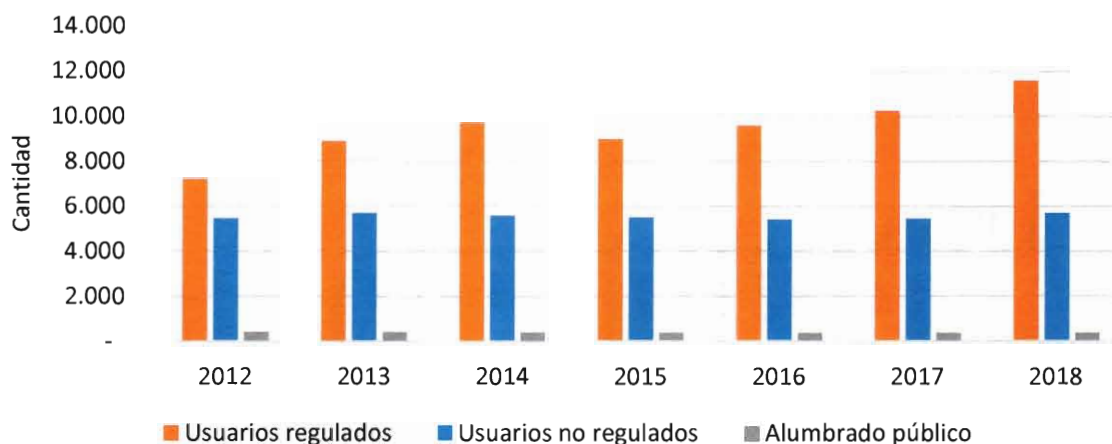
En términos de fronteras comerciales, la siguiente ilustración muestra un incremento del número de registros adicionales. En 2012 había aproximadamente 7.200 fronteras para usuarios regulados. Para

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 17

2018, se reportaron aproximadamente 11.500 fronteras para este mismo tipo de usuarios. El crecimiento fue del 60%.

Ilustración 13. Registro de fronteras comerciales según tipo de usuario. 2012-2018.



Fuente: XM. Cálculos: CREG. 2019.

Con respecto a los usuarios no regulados, se observa una tendencia diferente: en 2012 había 5.400 aproximadamente. En 2018 se reportaron un poco menos de 5.700 fronteras, lo que se traduce en un crecimiento del 5%.

Es evidente que, en términos de cantidad de usuarios, los mercados en Colombia siguen siendo principalmente compuestos por usuarios regulados. En la Tabla 2 se presenta el total de fronteras comerciales para el año 2018 clasificada por tipo.

Tabla 2. Clasificación de fronteras comerciales para el 2018

Fronteras	2018	(%)
Usuarios regulados	11.549	59,8%
Usuarios no regulados	5.682	29,4%
Alumbrado público	352	1,8%
Generación	312	1,6%
Distribución	399	2,1%
DDV	291	1,5%
Otros ³	713	3,7%
Total	19.298	100%

Para efectos de la remuneración de la comercialización de energía eléctrica, es fundamental tener en cuenta el contexto actual y las perspectivas de esta actividad a futuro. La CREG ha venido desarrollando esquemas más flexibles, complementarios a la regulación vigente, teniendo en cuenta las necesidades descritas.

³ Otros: considera fronteras entre agentes, tie, internacional, consumo propio y auxiliar

Un primer ejemplo de esto son las Reglas de Comportamiento de Mercado⁴, que tienen como objetivo establecer unas normas generales que guíen el comportamiento de los agentes, en concordancia con los principios y fines previstos por la Constitución para los servicios públicos, por la Ley 142 de 1994 y por la regulación que emite la Comisión.

Adicionalmente, la Resolución CREG 114 de 2018 estableció los principios y condiciones que deben cumplir los mecanismos de la comercialización de energía eléctrica, para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado. Definiendo como principios para un mercado íntegro la eficiencia, la transparencia, la neutralidad y la fiabilidad, esta resolución abre la posibilidad a que el mercado estructure ámbitos de comercialización por iniciativa privada y de forma que responda a las necesidades del mercado. Se entiende que un mecanismo de comercialización de energía que cumpla con esos principios y condiciones, y que haya surtido el procedimiento establecido, propende por un mercado íntegro, con asignaciones eficientes y precios formados a través de procesos competitivos y con un tratamiento neutral a los agentes del mercado.

En la misma línea de la Resolución CREG 114 de 2018, aunque con un alcance más específico, la Resolución CREG 130 de 2019 establece el mecanismo de convocatorias, fijado en 1996 mediante Resolución CREG 020. Esta revisión tiene como objetivo modificar los procesos de convocatorias para que estén en línea con la Resolución CREG 114 de 2018 y en particular con los principios establecidos para los mecanismos de comercialización en dicha resolución. A pesar de no tratarse de mercados “arm’s length”, pues en todo caso es el comercializador quien directamente gestiona las compras de energía, la Comisión ha identificado potenciales mejoras a los procesos de convocatorias para que los resultados de las mismas sean mucho más transparentes, promoviendo la competencia como medio para alcanzar mayores niveles de eficiencia en las compras de energía que son trasladados al usuario.

1.6. Evolución del cargo

El cargo promedio ponderado para la comercialización de energía eléctrica en Colombia en 2019 es de \$61/kWh, con una participación en el costo unitario de prestación del servicio (CU) del 10%. Este cargo es el resultado de la aplicación de la metodología de remuneración definida mediante Resolución CREG 180 de 2014.

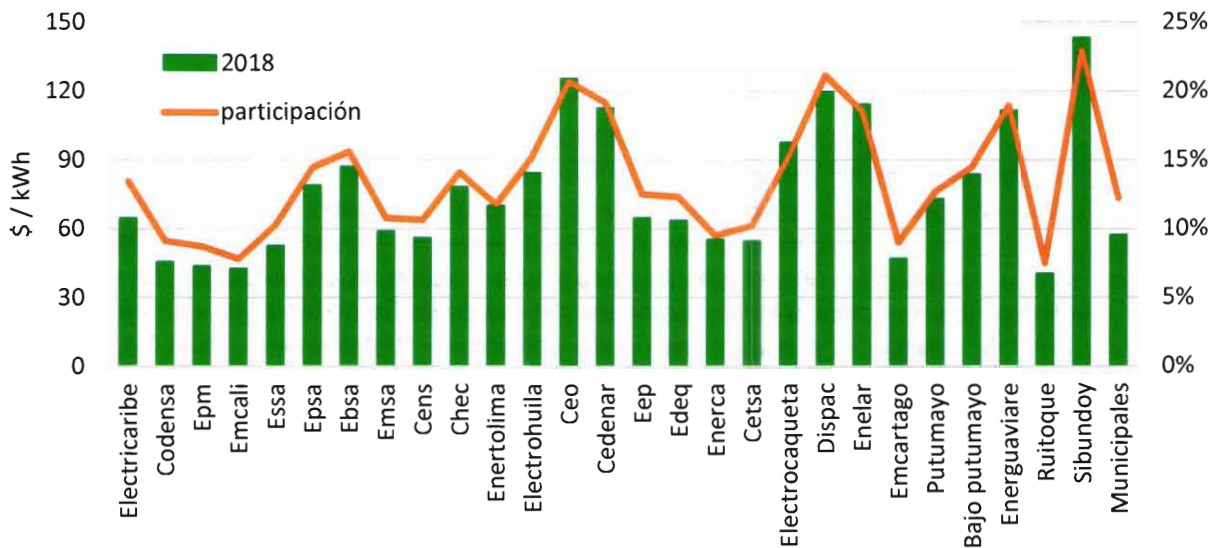
La siguiente ilustración presenta, para cada mercado de comercialización, el cargo promedio para 2018 y su respectiva participación en el CU. En el mercado atendido por Electricaribe, el cargo de comercialización fue de \$64,3/kWh, lo que equivale al 13,4% del CU. Para Codensa, el cargo fue de \$45,4/kWh, (9,1% del CU) y para Epm, el cargo fue de \$43,5/kWh (8,7% del CU).

Los mercados atendidos por Emevasi (Sibundoy), Ceo y Dispac son los que presentan cargos de comercialización más altos (143, 125 y 119 \$/kWh respectivamente). En contraste, los mercados con menores cargos de comercialización son Ruitoque, Emcali y Epm (40, 42 y 43 \$/kWh respectivamente).

⁴ Resolución CREG 080 de 2019

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 19

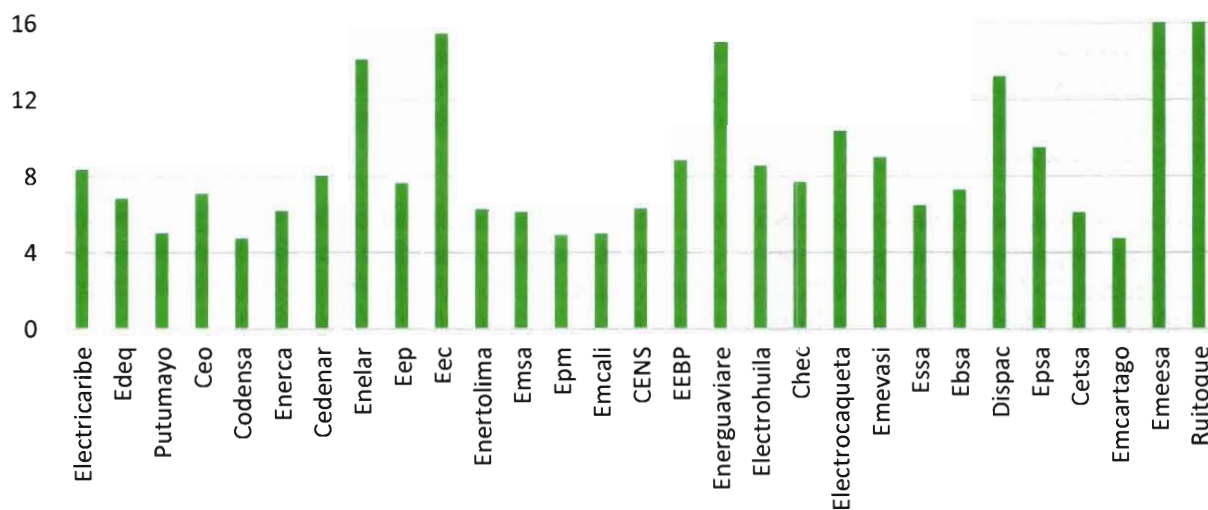
Ilustración 14. Cargo promedio (\$/kWh) y participación en Costo Unitario (CU), según mercado de comercialización. 2018.



Fuente: SUI. Cálculos: CREG. 2019.

De acuerdo con lo establecido en la metodología vigente de remuneración de la actividad de comercialización, el cargo está compuesto por un costo base y un margen. El costo base de comercialización (en miles de pesos por factura) se presenta en la siguiente ilustración para cada mercado.

Ilustración 15. Costo base de comercialización por mercado (miles de \$/factura). 2018.



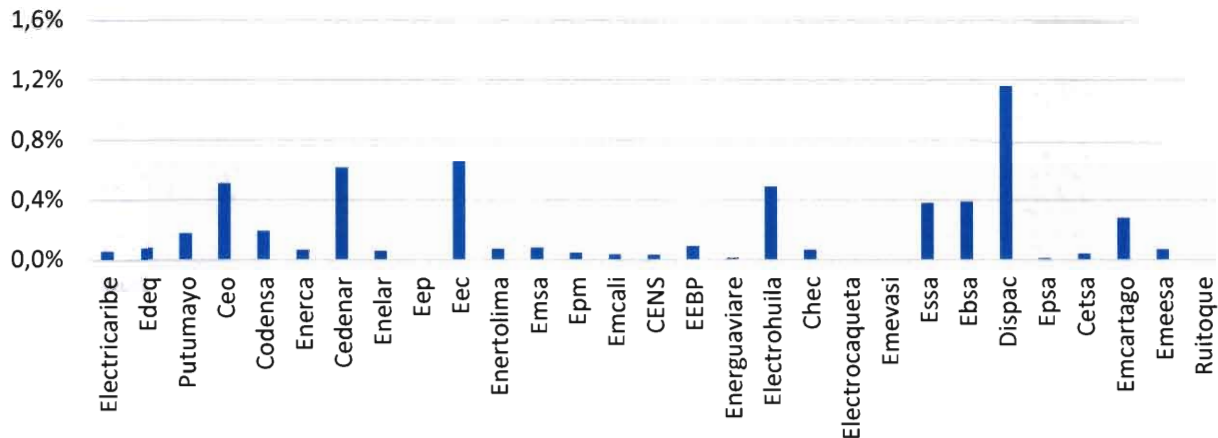
Fuente: SUI. Cálculos: CREG. 2019.

Adicional al costo base, la metodología reconoce un costo asociado al riesgo de atención a usuarios tradicionales, como el riesgo de cartera. Este costo representó en algunos mercados hasta el 1,2% (Dispac), mientras que en otros mercados el valor fue cero (Eep, Electrocaquetá, por ejemplo).

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 20

Ilustración 16. Porcentaje reconocido por atención a usuarios tradicionales dentro del cargo de comercialización. 2018.



Fuente: SUI. Cálculos: CREG. 2019.

2. NUEVO ENTORNO DE LA COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SIN

Los desarrollos tecnológicos disponibles hoy en día para la prestación del servicio, como la infraestructura de medición avanzada, la autogeneración, las baterías y en general la digitalización del sector, aunados a los cambios regulatorios que de manera progresiva la Comisión, ha introducido están cambiando el entorno en el que se realiza la comercialización de energía a los usuarios.

El cambio de entorno se evidencia en experiencias internacionales que muestran que tanto el usuario como las expectativas frente al rol de comercializador cambian y se adaptan.

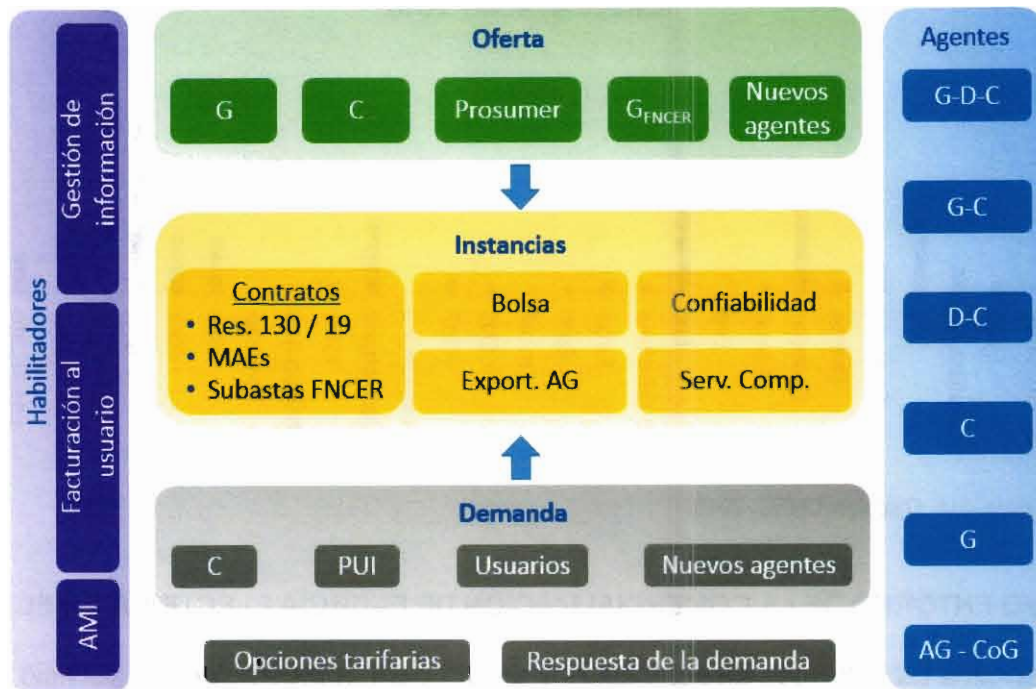
Considerando lo anterior, en la Ilustración 17 se presenta el nuevo entorno en que se desarrollaría la comercialización en el Sistema Interconectado Nacional y que sirve de referencia para enmarcar los análisis de la remuneración de la comercialización de energía a usuarios regulados.

En las secciones subsiguientes se explican los componentes de oferta, instancias, demanda y habilitadores.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 21

Ilustración 17. Nuevo entorno de la comercialización en el SIN .



2.1. Oferta

La entrega física de la energía eléctrica a los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) solo requiere que el usuario tenga una conexión física a la red. De esta manera, se realiza de forma automática y centralizada el despacho físico, por parte del Centro Nacional de Despacho (CND).

Las reglas del despacho (i.e. la decisión de qué unidades de generación se deben prender para abastecer la demanda) se elabora con un criterio de minimización de costos de acuerdo con la disponibilidad de las plantas⁵ y el precio que cada una oferta por kWh⁶.

La conexión entre el precio por kWh que la bolsa refleja y los costos de generación de la energía nace del diseño del mercado: los costos que el CND considera al optimizar el despacho están asociados a las ofertas diarias de precio de los generadores. Es decir, las ofertas diarias de los generadores cumplen una doble función: (i) determinan la curva de oferta de la bolsa (y por tanto ayudan a marcar el precio *spot* de la energía para efectos de las obligaciones de pago), y (ii) determinan qué costos de generación por planta considera el CND al optimizar el despacho de plantas para minimizar los costos de generación del sistema.

En el despacho que organiza el CND las fuentes de la energía eléctrica provienen de los generadores⁷, las importaciones de energía eléctrica de otros países (e.g. Ecuador), las autogeneraciones a gran y

⁵ Que ellas mismas declaran en un proceso organizado el día anterior al día real.

⁶ *Ibidem*.

⁷ En esta categoría están los generadores tradicionales en Colombia y los proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable que entrarán próximamente al mercado.

pequeña escala, la generación distribuida y los almacenadores en la red. Con estas fuentes y con los despachos organizados por mérito que organiza el CND según disponibilidades de las plantas, ofertas de precios y operación de la red, se abastece instantáneamente la energía que los usuarios del SIN demandan.

En contraste con el modelo de comercialización tradicional, que es relativamente sencillo, la CREG identifica la posibilidad de incorporación de distintos tipos de oferentes (prosumers, generación a partir de fuentes no convencionales e incluso nuevos agentes que aún no hayan sido definidos). Todos ellos, eventualmente, podrían participar en las distintas instancias de compra de energía.

2.2. Demanda

La contraparte de los oferentes, en el modelo tradicional de comercialización, era concebida como el comercializador (y eventualmente el prestador de última instancia), cuya finalidad es atender las necesidades de sus usuarios mediante la gestión de compra de energía.

De un concepto relativamente simple, distintos cambios tecnológicos y comerciales tienen el potencial de ampliar el espectro de la demanda, incluyendo, además de los comercializadores, a los usuarios que venden energía a la red y, al igual que para la oferta, a nuevos tipos de agentes, como agregadores de demanda, por ejemplo.

Estas nuevas formas de demanda (y los consumidores que atienden) requieren adicionalmente diversas opciones tarifarias, que respondan a las necesidades de los usuarios. Además, pueden incorporar esquemas de respuesta de la demanda en el mercado de energía.

En conclusión, la demanda que se espera en un futuro cercano es mucho más sofisticada y requiere productos de mayor valor agregado que los que tradicionalmente se han concebido.

2.3. Instancias

En Colombia, por diseño legal y regulatorio, la prestación del servicio de energía eléctrica siempre debe ser provista por un comercializador. En otras palabras, los usuarios, grandes o pequeños, solo pueden acceder al servicio de energía eléctrica a través de un comercializador.

En el MEM hay dos mercados en donde el comercializador puede comprar la energía para sus usuarios: en bolsa (i.e. mercado *spot*) o en contratos bilaterales. Estas compras son estrictamente con objeto de cobertura financiera y se refieren al costo en pesos por kWh que el comercializador debe pagar o no, como se explicó en la sección anterior, a la entrega física de la energía.

En resumen, lo que la bolsa y los contratos bilaterales determinan es el precio al que se liquidan obligaciones de pago asumidas por cada agente, haya o no haya tomado energía física del SIN o haya entregado energía física al SIN. Por diseño, la cantidad transada en bolsa siempre es, a lo sumo, el 100% de la demanda física nacional, en tanto que el mercado bilateral de contratos puede en principio tener volúmenes superiores a la demanda física nacional.

La regla de liquidación es que cada agente comercializador paga/recibe a precio de contrato lo que haya comprado/vendido en contratos y lo demás lo paga/recibe a precio de bolsa.

Los dos ámbitos de comercialización del mercado de energía mayorista (mercado *spot* y mercado de contratos) tienen funciones complementarias para el manejo de riesgo de mercado de los agentes. En el mercado *spot* se forma horariamente un precio que refleja aproximadamente el costo de la última unidad de generación necesaria para atender toda la demanda del sistema. En este sentido el precio de bolsa refleja el costo de oportunidad de cada kWh producido. Como las condiciones de oferta y demanda fluctúan en el muy corto plazo, el precio de bolsa también lo hace, por lo que es muy volátil.

Dada la incertidumbre que generan las compras en bolsa por la fluctuación constante de este precio, el mercado de contratos es complementario al mercado *spot*, en la medida que permite cubrir dicho riesgo, es decir, pactar un precio fijo durante un tiempo determinado.

Financieramente la necesidad de cobertura se origina en la siguiente cuestión: qué precio del kWh le paga el usuario final al comercializador y qué precio paga el comercializador en el MEM por ese mismo kWh.

De acuerdo con esto, el mercado de contratos es la instancia en donde los comercializadores cubren el riesgo de las fluctuaciones del precio en el mercado *spot*, según (i) el portafolio de usuarios regulados y no regulados que atienden y (ii) el precio por kWh que facturan a los usuarios y el que pagan en el MEM.

Según la regulación vigente, en el mercado de contratos bilaterales para la atención de la demanda regulada, los comercializadores que la representan están obligados a comprar la energía a través de convocatorias (Resolución CREG 130 de 2019). En el caso de la demanda no regulada, en materia de los contratos bilaterales que realizan los comercializadores, no hay ningún requerimiento.

Con respecto a los mecanismos cuyos requisitos están establecidos en la Resolución CREG 114 de 2018, uno de los primeros diseños que ha sido planteado en este contexto es la subasta de contratos de largo plazo del Ministerio de Minas y Energía. Además, otros proponentes han presentado mecanismos a la CREG, que se encuentran en proceso de evaluación.

En general, las instancias de comercialización de energía se han empezado a diversificar. En este contexto, el modelo de comercialización hacia el cual podría migrar el mercado incluye, tanto instancias de corto plazo (para compras en bolsa, confiabilidad y servicios complementarios), como instancias de contratos de mediano y largo plazo (convocatorias de energía, mercados anónimos estandarizados y mercados de contratos de largo plazo) y exportaciones de excedentes de autogeneración.

Desde el punto de vista regulatorio, la multiplicidad de instancias debe responder a los requerimientos del mercado.

2.4. Habilitadores

En cuanto a los habilitadores, se consideran tres aspectos transversales a las dimensiones de oferta, demanda e instancias. Estos aspectos son la infraestructura de medición avanzada (AMI por sus siglas en inglés) la información al usuario en su factura y la gestión de los datos que provengan de AMI.

En cuanto a AMI, una vez la infraestructura empieza a ser desplegada, modificará la estructura de costos de las actividades involucradas en la prestación del servicio, impactando por ejemplo los procesos de facturación a los usuarios, la suspensión, corte y reconexión del servicio, pero también

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 24

facilitando la integración de la autogeneración, los vehículos eléctricos y otras tecnologías que se esperan en el mediano plazo se presenten en la red.

La facturación al usuario, en los posibles nuevos formatos que se realice, permite transmitir al usuario información relevante para la toma de decisiones que le permitan gestionar y optimizar su consumo.

Finalmente, la gran cantidad de información proveniente de AMI y las funcionalidades inherentes a esta, exigirán estrategias de gestión de la información que faciliten, por ejemplo, al usuario el cambio de prestador del servicio, promover la competencia en el segmento, el desarrollo de nuevos productos y servicios, nuevamente impactando el entorno en que se realiza la actividad.

3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA REGULATORIO

Como parte de la implementación de la metodología de Análisis de Impacto Normativo (AIN) desarrollado por la OCDE, en este numeral se presenta la primera fase, que consiste en la identificación del problema que debe abordar la regulación, con sus respectivas causas y efectos.

3.1. Problema regulatorio

Puesto que muchos de los cambios descritos anteriormente aún no están implementados en el mercado colombiano, pero se anticipa su llegada en el corto y mediano plazo, la Comisión realizó un análisis prospectivo del concepto actual de la actividad de comercialización de energía eléctrica. Se identificó que este concepto no responde a las nuevas dinámicas del sector. Adicionalmente, dadas las barreras de entrada existentes en la actividad de comercialización, los comercializadores no tienen incentivos suficientes para realizar una adecuada gestión de los intereses del usuario.

A continuación, se describen las causas y los efectos que llevaron a identificar este problema regulatorio.

3.2. Cambios en la estructura de costos y en los roles del comercializador

Los cambios tecnológicos en el servicio público domiciliario de energía eléctrica habían sido tradicionalmente impulsados por desafíos relacionados con la gestión de la infraestructura y el aseguramiento de la prestación del servicio. Hoy se observan cambios que pueden llevar a una competencia más agresiva en algunos de los eslabones de la cadena de prestación del servicio y a la migración de un modelo basado en la propiedad y gestión de activos físicos, a un modelo centrado en la gestión de los intereses del consumidor.

Como se ha indicado en el presente documento, las nuevas dinámicas del sector eléctrico (algunas de ellas disruptivas) llevan necesariamente a repensar el modelo tradicional de prestación del servicio y a preparar las condiciones necesarias para impulsar una participación más activa de los consumidores en el mercado. Esto cobra especial relevancia como catalizador de competencia ahora que la tecnología facilita el empoderamiento del usuario, convirtiéndolo en un agente más informado y, en consecuencia, más consciente de sus alternativas de consumo en el mercado.

Tecnologías como la infraestructura de medición avanzada (AMI) permitirán, entre otras, que tanto las empresas como los usuarios tengan acceso continuo y en tiempo real a la información de sus servicios, además del despliegue individualizado de la misma. De otra parte, la electrificación de los hogares y los medios de transporte, entre otros, se convierten en nuevas fuentes de demanda que deberán ser

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 25

gestionadas y atendidas. Los sistemas de almacenamiento, por su parte, se convierten en otro elemento disruptivo que afecta el comportamiento de la oferta y la demanda de energía eléctrica, al facilitar la programación de las compras y de la generación de energía eléctrica.

Las nuevas tendencias en los mercados energéticos abren espacios de competencia para que los usuarios que estén en capacidad de hacerlo acudan directamente al mercado e incluso se conviertan en participantes del mismo, a través de, por ejemplo, la venta de excedentes de autogeneración. Por otro lado, aquellos usuarios que no tengan la capacidad o el interés de acudir directamente al mercado, podrán ser representados por un comercializador que ahora tiene los incentivos y las herramientas suficientes para realizar una efectiva gestión de sus intereses frente al mercado, al tiempo que ofrece una mayor variedad e innovación en los productos que pone a disposición de sus consumidores.

Si bien algunos de los cambios y tendencias a los que se ha hecho referencia se encuentran en una etapa temprana de desarrollo en el sector energético, su proximidad lleva necesariamente a que tanto la actividad de comercialización como la estructura de costos de prestación del servicio se vean afectados. Asimismo, el rol de los comercializadores en el mercado se ve expuesto a cambios, pues se enfrentan ahora a usuarios más activos, nuevas fuentes de demanda, mayor información disponible para el desarrollo del negocio, entre otros cambios.

3.3. Barreras de entrada

En Colombia la comercialización es una actividad en competencia. Sin embargo, distintas razones han llevado a que dicha competencia no se haya presentado de manera efectiva, debido a la existencia de fuertes barreras de entrada.

Por un lado, si bien la ley permite la libre elección del prestador del servicio por parte de los usuarios, la tecnología disponible para la conexión y desconexión de los mismos ha dificultado que esto en efecto ocurra.

Por lo general, un usuario que quisiera cambiar de comercializador de energía eléctrica debe incurrir en altos costos que no compensarían el eventual beneficio de ser atendido por un comercializador que se ajuste mejor a sus necesidades particulares. Dicho usuario tendría que tener un equipo de medición que permitiera diferenciar su consumo del de los demás usuarios (equipo de medición horario y comunicación), tecnología que solo hasta ahora y de manera incipiente empieza a presentarse en algunos mercados con precios que podrían considerarse factibles para el usuario.

De otra parte, la asociación tradicional de la cadena de prestación del servicio con el modelo de ingeniería (configuración física: generación → transmisión → distribución → comercialización), hizo que los problemas económicos centrales en la cadena fueran la minimización de costos, evitar la captura de rentas por poder de mercado y fomentar la innovación tecnológica.

Si bien el marco legal aplicable al servicio público de energía eléctrica en Colombia concibe una cadena de prestación distinta al modelo de ingeniería, donde se promueve la competencia en las distintas actividades (en particular la comercialización y la generación), condiciones previas hacen que hoy persista la integración vertical a lo largo del servicio.

En particular, la integración vertical entre el distribuidor y el comercializador de energía eléctrica es común en el mercado, lo cual otorga una ventaja competitiva al comercializador establecido frente a quien busque disputar su mercado y no se encuentre integrado con el distribuidor local.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 26

Algunos efectos nocivos en la competencia pueden surgir ante la integración de una actividad que se presta en condiciones monopólicas (como suele ser el caso de la distribución) con otra que se presta en condiciones de competencia (como en principio es la actividad de comercialización). En estos casos, el agente verticalmente integrado tiene incentivos para adoptar comportamientos estratégicos que van en detrimento de la posible entrada o permanencia de agentes que busquen competir en la actividad de comercialización. Esta situación puede ser aún más fuerte cuando además se está integrado con el generador.

De acuerdo con la teoría de organización industrial, cuando un agente integrado participa simultáneamente en un eslabón monopólico y en uno competitivo, puede tener incentivos para excluir o restringir el acceso de sus competidores a los bienes o servicios que ofrece en el eslabón monopólico. Esta situación puede resultar en ineficiencias si, como efecto de la exclusión en el eslabón monopólico, se configura un monopolio o una posición con poder de mercado en un eslabón potencialmente competitivo.

Es así como las barreras de entrada persistentes en la actividad de comercialización de energía eléctrica a los usuarios han llevado a que la demanda sea en su mayoría cautiva. Así, los comercializadores no enfrentan una competencia efectiva que los incentive a disputar agresivamente su mercado y a trasladar eficiencias a sus consumidores, pues, al no hacerlo, pueden extraer rentas sin correr el riesgo de perder ingresos por la migración de clientes hacia otros comercializadores.

4. OBJETIVOS

Continuando con la aplicación de la metodología de AIN desarrollada por la OECD y de acuerdo con el problema regulatorio identificado, esta Comisión tiene la tarea de alinear el concepto de comercialización a las dinámicas actuales del sector y lograr que los comercializadores hagan una gestión adecuada de los intereses de sus usuarios.

De cara al usuario, lo anterior debe llevar a que los beneficios de los avances tecnológicos sean compartidos entre las empresas y los consumidores y a un traslado de costos eficientes por la prestación del servicio. Se requiere, además, que el usuario tenga mejor y mayor acceso a información para tomar decisiones, que reduzcan o eliminen las restricciones de cambio de prestador para los usuarios y logren una mejor atención de sus necesidades.

De cara al comercializador, es necesario promover la competencia entre los agentes de este eslabón de la cadena de prestación del servicio, con el propósito de darle liquidez al mercado y generar incentivos a la mejora en la calidad de la prestación del servicio.

5. ELEMENTOS DE ANÁLISIS

Los avances tecnológicos que se han presentado tienen la capacidad de modificar las cadenas de prestación del servicio, a tal nivel que se desdibujan los esquemas tradicionales, en los cuales los roles de cada agente estaban claramente definidos y se trataba de una secuencia relativamente simple de actividades.

Una causa importante para que se haya presentado la proliferación de los cambios tecnológicos descritos es que para su implementación se solían requerir grandes inversiones de parte de los interesados. En la actualidad, los costos de inversión y operación han disminuido considerablemente,

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 27

lo cual ha viabilizado este tipo de proyectos para el sector empresarial e incluso para consumidores residenciales. El resultado es un interés masivo y creciente por la incorporación de las innovaciones que se traduce la potencial masificación de figuras como el auto-generador o el generador distribuido, al tiempo que aparecen nuevas figuras como el agregador de demanda o el almacenador de energía, que no se encuentran dentro de la estructura actual de la cadena de prestación del servicio.

La incorporación de todos estos elementos, caracterizados como disruptivos para las estructuras actuales, implica nuevas necesidades de parte de los participantes del mercado en términos transaccionales, financieros, contractuales, operativos, de infraestructura e incluso de coordinación con otros sectores, como el de telecomunicaciones en el caso de la medición avanzada.

Adicionalmente, las nuevas fuentes de demanda también han modificado los patrones de consumo a nivel agregado. La preferencia por energías limpias ha dado paso al surgimiento y apertura a fuentes de energía renovable. Los sistemas de transporte han incorporado (o tienen la capacidad de incorporar) energía eléctrica para su operación, incrementando la demanda significativamente.

En suma, los cambios que se observan y aquellos que se anticipan para las cadenas de prestación de los servicios públicos modifican la concepción actual de estos mercados en distintas dimensiones y, en muchos casos, de manera simultánea. Estos cambios tienen el potencial de introducir avances en la prestación del servicio. Por lo tanto, su materialización debe producir ganancias en eficiencia para los mercados que benefician, en últimas, a los usuarios.

El desarrollo tradicional de la regulación expedida por la CREG ha tendido a responder a problemas específicos a través de la emisión de reglas que puedan ser aplicadas, por ejemplo, a todo un eslabón de la cadena de valor o a la interacción entre dos eslabones. En presencia de mercados relativamente estables en los cuales es viable anticipar los cambios que se avecinan y surtir los procesos regulatorios en los tiempos establecidos, este enfoque puede ser suficiente para garantizar un adecuado funcionamiento de los sistemas, de los mercados y una adecuada prestación de los servicios públicos. En condiciones cambiantes y difíciles de anticipar, ese enfoque no necesariamente responde de manera adecuada a las necesidades del mercado. En consecuencia, es necesario adoptar un nuevo enfoque para el desarrollo de la regulación que permita la introducción de avances y responda a las dinámicas del mercado, a las necesidades actuales de los prestadores y, ante todo, a las necesidades de los usuarios.

Estos desarrollos requieren para su aprovechamiento un rol más activo de los usuarios –bien sea a través de agencia directa del usuario o, en el caso de usuarios regulados, dando incentivos para la correcta gestión por parte del comercializador. Es decir, para aprovechar el potencial de las nuevas tecnologías es necesario empoderar directamente a los usuarios cuando sea posible y, para los casos en los que esto no sea viable, asegurar que los comercializadores cumplan con su misión de gestionar adecuadamente los intereses de los usuarios, creando valor activamente y en procura del interés de ese usuario.

Un usuario más empoderado se traduce en un usuario con un rol activo en el mercado. Para lograr ese empoderamiento es necesario que el usuario tenga acceso a información suficiente y oportuna, con la cual sea posible comparar los prestadores y los productos disponibles. Esto se complementa con la posibilidad efectiva para el usuario de realizar los cambios de prestador o producto en función de sus preferencias y de su disponibilidad a pagar, sin barreras artificiales que se lo dificulten o impidan. Así es como el usuario adquiere la capacidad de escoger lo que mejor se adapte a sus necesidades y logra hacer un uso efectivo de esa capacidad.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 28

En el contexto anterior, el comercializador, como generador de valor agregado para el usuario y gestor de sus intereses ante el mercado, es en donde convergen las demás actividades de la cadena antes de llegar al usuario. Además, el comercializador es la punta de demanda en el mercado de energía y, en ese rol, actúa en procura de los intereses de sus usuarios.

5.1. Aplicación de AMI

Como se indicó anteriormente, la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) es un cambio tecnológico con efectos en distintas etapas de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica. En particular, en el contexto de la actividad de comercialización, tiene el potencial de generar efectos sobre la competencia que enfrentan los agentes que realizan esta actividad.

Aunque, como se menciona en la introducción, el comercializador ha estado tradicionalmente integrado con el distribuidor, actualmente el esquema de la cadena de prestación del servicio concibe la comercialización como un mercado en competencia. En este mercado, el comercializador actúa en procura de los intereses de los usuarios, tanto para la compra de energía que consumen esos usuarios, como para la oferta de productos y servicios, de cara a la atención del cliente. Como resultado de su gestión, el comercializador debe agregar valor.

La promoción de competencia en la actividad de comercialización ha tenido, entre otros, un reto desde el punto de vista tecnológico. La medición es una de las labores que implica costos asociados a equipos de trabajo y, sobre todo, a la inversión realizada por los propietarios de dichos medidores. En términos generales, es el usuario quien asume el costo de su medidor y, consecuentemente, es el propietario del mismo.

Además, la información sobre el usuario que puede motivar la entrada de nuevos comercializadores a un mercado (excluyendo toda información sensible, de carácter privado, confidencial o reservado) no se encuentra disponible para otros agentes, distintos al establecido. Las barreras para acceder a esa información son aquellas que generalmente se presentan en mercados con agentes dominantes.

En muchas ocasiones, la decisión de un usuario de cambiar su comercializador está sujeta a procedimientos o trámites que deben ser gestionados por el distribuidor quien tiene incentivos para restringir dicho cambio, al estar integrado con el comercializador establecido. La infraestructura de medición avanzada debe resultar, para el usuario, en una mayor cantidad de información que le permita tomar mejores decisiones sobre sus preferencias de consumo, lo que se traduce en una mayor capacidad de gestión de su parte. Esto incluye, por supuesto, la posibilidad de cambiar su comercializador si este no responde adecuadamente a sus necesidades.

Con esta posibilidad abierta a la competencia, tanto el comercializador establecido como el nuevo, tienen el incentivo para realizar una gestión que vele por los intereses de los usuarios, probablemente ofreciendo productos o servicios que logren mantener su demanda. Conceptualmente, esta competencia debe resultar en una optimización de costos por parte del prestador, con ganancias en eficiencia repartidas entre él y su usuario. Empíricamente, los costos asociados a la introducción de esta tecnología han disminuido durante años recientes de manera que lo que solía ser una barrera de costos de tecnología ya no es necesariamente el caso para todos los mercados.

Con AMI y con la información resultante de ella surge también la necesidad de establecer el tratamiento adecuado de dicha información, con el fin de que (i) se respeten las normas de privacidad que dicta la

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 29

ley y (ii) el usuario y el mercado obtengan las ganancias en eficiencia que la tecnología tiene el potencial de entregar.

La Infraestructura de Medición Avanzada es un elemento de análisis que debe ser considerado para el desarrollo de la actividad de comercialización desde varios ángulos puesto que representa, a la vez, un agregador de valor, una sofisticación del esquema de prestación y un reto para los mercados actuales.

La CREG se encuentra trabajando en la implementación de AMI y en los esquemas de remuneración de los costos eficientes de esta tecnología, de acuerdo con lo establecido en las Resoluciones 4 0072 de 2018 y 4 0483 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía.

5.2. Nuevos mecanismos de compra de energía

La generación de energía en la actualidad difiere fuertemente de la generación tradicional que concebía la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica. La generación centralizada con fuentes convencionales ha sido complementada con generación de fuentes no convencionales tanto a nivel centralizado, como a nivel descentralizado. Esto implica, como se plantea en los antecedentes de este documento, disrupciones a la estructura de prestación del servicio.

Estas disrupciones no se observan exclusivamente en los aspectos de ingeniería del servicio (redes de transmisión y distribución) sino que permean los aspectos de mercado de la cadena. En la medida en que los agentes que realizan la comercialización de energía eléctrica tienen a disposición productos de distintas fuentes de generación con distintas características (como la generación interrumpible), es viable considerar que es posible para ellos adquirir portafolios de generación, optimizando los precios de compra de esa energía. La optimización de dichos portafolios de compra de energía a nivel mayorista debería entonces traducirse en un menor costo del componente G del costo unitario de prestación del servicio, es decir, en un beneficio también para el usuario.

Para que estos portafolios puedan existir, se requiere de un mercado mayorista de energía que diversifique los productos, lo que se planteó en la Resolución CREG 114 de 2018.

Para efectos de la actividad de comercialización, a medida que se desarrollen los mercados, los comercializadores deben llevar a cabo la gestión de compra de energía de manera eficiente y esas ganancias en eficiencia deben beneficiar también a sus usuarios. Por lo tanto, la aparición de nuevos mercados representa un elemento de análisis fundamental para entender en completitud la actividad de comercialización.

Además, la Resolución CREG 030 de 2018 estableció las condiciones para la entrada de la autogeneración a pequeña escala (AGPE) y la generación distribuida (GD), con el propósito de permitir la integración de estas nuevas formas de generación al Sistema Interconectado Nacional.

Las reglas operativas y comerciales definidas en esa resolución aplican para todos aquellos autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos conectados al SIN, a los comercializadores que los atienden y a los operadores de red y transmisores nacionales. También aplica a las conexiones de los autogeneradores a gran escala mayores a 1MW y menores o iguales a 5MW.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 30

La definición del mecanismo de venta de excedentes de autogeneración se considera fundamental para dar paso a la penetración de este tipo de generación, que modifica el esquema de la cadena de prestación del servicio, por tratarse de inyecciones de energía a la red aguas abajo. Particularmente es de resaltar la significancia para el usuario de energía, que tiene, en este contexto, la capacidad de convertirse en “prosumer”, abandonando el rol pasivo que tradicionalmente ha tenido con respecto a su consumo de energía.

5.3. Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022

Con la Ley 1955 de 2019 fue expedido el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”, cuyo objeto fue definido como *“sentar las bases de legalidad, emprendimiento y equidad que permitan lograr la igualdad de oportunidades para todos los colombianos, en concordancia con un proyecto de largo plazo con el que Colombia alcance los Objetivos de Desarrollo Sostenible al 2030”*. En este conjunto de normas se expidieron algunas relacionadas con las funciones de esta Comisión y con los distintos sectores que regula.

Por una parte, el artículo 290 otorgó a esta Comisión la facultad para definir nuevos agentes y nuevas actividades en la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica. Asimismo, estableció que los nuevos agentes o actividades que sean creados estarán sujetos a la regulación general que les sea aplicable y que la Comisión podrá modificar las fórmulas tarifarias durante su vigencia, para su inclusión.

El artículo en mención dispuso además que esta Comisión definirá las reglas sobre la gobernanza de datos de la información que se produzca como resultado del ejercicio de las actividades de los servicios públicos domiciliarios que regula, al tiempo que optimizará los requerimientos de información y su validación a los agentes.

De otra parte, el artículo 296 que propende por *“contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono”*, estableció que entre el 8% y el 10% de las compras que realiza un comercializador en el Mercado de Energía Mayorista debe provenir de fuentes no convencionales de energía renovable. Estas compras deberán ser realizadas a través de contratos de largo plazo asignados en los mecanismos de mercado que la regulación establezca.

Por otra parte, el artículo 298 levantó la restricción que se había establecido en el artículo 74 de la Ley 143 de 1992⁸ para el desarrollo conjunto de distintas actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica.

La disposición subrogada señalaba que las empresas cuyo objeto fuera la prestación del servicio público de energía eléctrica y que hicieran parte del sistema interconectado nacional no podrían realizar más de una de las actividades relacionadas con el mismo. De esta regla se exceptuaba la actividad de comercialización, que podía desarrollarse de manera integrada con la generación o con la distribución.

⁸ Artículo 74 de la Ley 143 de 1994, antes de la expedición de la Ley 1955 de 2019:

Artículo 74. Las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de esta Ley con el objeto de prestar el servicio público de electricidad y que hagan parte del sistema interconectado nacional no podrá tener más de una de las actividades relacionadas con el mismo con excepción de la comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 31

No obstante, la misma norma señaló que esta Comisión establecerá la regulación diferencial a la que hubiese lugar para promover la competencia a lo largo de la cadena de prestación del servicio y mitigar los conflictos de intereses que pudieran presentarse en los casos en los que se desarrollen estas actividades de manera integrada.

En línea con lo anterior, el numeral 3 del artículo 290 del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 estableció que, en el marco de su función de promover la competencia, evitar los abusos de posición dominante y garantizar los derechos de los usuarios, esta Comisión determinará las actividades en las que cada agente de la cadena puede participar.

5.4. Tratamiento de usuarios vulnerables, PUI, áreas especiales, zonas de difícil acceso

En un esquema de mercado en donde firmas privadas desarrollan la actividad de comercialización, el prestador de última instancia, PUI, es una figura que resulta necesaria para garantizar la continuidad en la prestación del servicio público de la energía eléctrica.

Esto ocurre porque es posible que la firma que realiza la actividad de comercialización a unos usuarios finales (i.e. industrias, familias ...) no pueda honrar sus compromisos en el mercado mayorista de energía eléctrica y en consecuencia la continuidad en la prestación del servicio se vea afectada⁹.

A partir de lo anterior en la regulación se ha definido el PUI en los siguientes términos:

Prestador de Última Instancia: agente seleccionado para realizar la actividad de Comercialización de energía eléctrica cuando el prestador que ha sido escogido por un Usuario no puede prestar el servicio por las causas definidas en la regulación.

Actualmente, en el diseño de mercado que se ha desarrollado en Colombia, cuando el comercializador puro falla, los usuarios que son atendidos por esa empresa pueden cambiar de comercializador. Si no lo hacen, el comercializador que está integrado con el operador de red es el encargado de la atención de esos usuarios.

Ahora bien, si resulta que es el comercializador integrado con el operador de red el que falla, al margen de las disposiciones vigentes en materia de limitación de suministro, el prestador de última instancia recae en el Estado a través de las herramientas jurídicas que se han previsto para garantizar la continuidad en la prestación del servicio.

Con la aparición de las AMI y las nuevas posibilidades del negocio de la comercialización que podría generarse y, comprendiendo que en el país hay también áreas especiales y zonas de difícil acceso en donde la regulación le ha dado un trato diferenciado a la actividad de comercialización, precisamente para que resulte posible la prestación del servicio en esos lugares, la figura del PUI es uno de los temas que la CREG analizará en el marco de los aspectos a revisar en la regulación de la actividad de comercialización, entre ellas la definición actual de PUI para ajustarla a las realidades de la prestación del servicio que se espera se den en el futuro.

⁹ Cuando esto ocurre, en la regulación vigente hay un procedimiento de limitación de suministro en unas horas del día para la demanda que atiende el comercializador establecido.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 32

5.5. Liberalización del mercado

Como se planteó en los antecedentes, la estructura de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica introdujo condiciones de competencia en los eslabones de generación y comercialización. En principio, la comercialización enfrenta competencia en el mercado mayorista donde se realizan las compras de energía para atender la demanda. Sin embargo, eso no necesariamente se traduce en competencia en la comercialización minorista, es decir, en la actividad que desarrolla ese mismo comercializador cuando atiende a sus usuarios.

Puesto que tradicionalmente un mercado es atendido por un comercializador integrado con el distribuidor, la introducción de competencia en el mercado mayorista de energía no resulta automáticamente en una contestabilidad del mercado minorista. Es decir, el comercializador integrado con el distribuidor no necesariamente está sujeto a la entrada de otros comercializadores en ese mercado como resultado de una competencia en las compras de energía.

Sin embargo, el diseño actual de la estructura concibe como un aspecto deseable que haya contestabilidad en el mercado minorista, lo cual está soportado en avances tecnológicos como los descritos para AMI y en el abaratamiento de los costos asociados a esos avances. Los beneficios de la existencia de competencia a nivel minorista son primordialmente para el usuario, quien tendría la posibilidad de escoger el prestador que le dé mayor valor agregado.

En la revisión internacional hay diferentes experiencias de migración hacia un modelo de competencia minorista, una vez implementadas las reformas para crear un mercado de energía mayorista en competencia. En algunos estados de EEUU esto se dio de forma inmediata, mientras que en países de Europa y en Australia ese lapso ha variado de un año hasta nueve años, como fue el caso del Reino Unido.

Colombia lleva en el primer modelo desde 1995, con dos reducciones en el límite de elegibilidad para participar en el mercado competitivo, en 1997 y 2000.

En general, la liberalización del mercado en lo que concierne la actividad de comercialización puede consistir en permitir que los usuarios, habiendo logrado un mayor empoderamiento y disponiendo de la información y del entendimiento suficientes, puedan tomar decisiones en el mercado de energía que respondan a sus necesidades.

Para lograr esto se requiere que los prestadores ofrezcan los servicios correspondientes a dichas necesidades, incorporando a su actividad las mejoras correspondientes tanto en los aspectos del mercado mayorista como en aquellos relacionados con el mercado minorista al usuario regulado.

6. INSTRUMENTOS DE REGULACIÓN

La implementación de la política pública a través de la regulación es esencial para alcanzar los fines del Estado y de los gobiernos de manera eficaz. En este sentido, la regulación no es otra cosa que una combinación de instrumentos que definen lo que es permitido, lo que no es permitido y los incentivos sobre los agentes. Por ejemplo, esos instrumentos pueden definir quiénes pueden participar en una determinada actividad, qué acciones son posibles, cómo se determinan las remuneraciones de los agentes y qué flujos de información debe haber. En particular, pero de un alcance más amplio, la regulación puede determinar qué estrategias o comportamientos son aceptables en el mercado.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 33

Las reglas de comportamiento se ocupan de problemas para los cuales ningún otro instrumento regulatorio es eficaz: i) para casos de abuso de la regulación existente, como complemento, y ii) para nuevas situaciones –derivadas tal vez de innovaciones en la actividad misma, o de cambios en su entorno– que no dan espera a (o para las que no es conveniente) expedir regulación específica.

Las reglas de comportamiento se pueden entender en contraste con la regulación tradicional de “comando y control”. La regulación de “comando y control” consiste, en términos generales, en el establecimiento de normas, por parte del regulador, que definen de manera taxativa lo que es permitido y lo que es prohibido para una industria, una actividad o un tipo de agente. Esta regulación tradicional es eficiente en circunstancias en las cuales los objetivos son claramente medibles (por ejemplo, cuando se trata de alcanzar objetivos técnicos). El comando y control es efectivo, además, si los agentes o las actividades a quienes les aplica la norma son relativamente homogéneos en sus estructuras y cuando responden a intereses que no necesariamente están alineados con los fines de la regulación. Las normas exhaustivas con indicadores de cumplimiento axiomáticos son en esencia matriciales y resultan de una toma de decisiones centralizada por parte del regulador, con el fin de maximizar el beneficio social neto.

La regulación de comando y control tiene un amplio espectro de aplicación. Sin embargo, su aplicación pierde eficacia a medida que las industrias o las actividades objeto de regulación son más heterogéneas, cuando el costo de centralizar información crece o cuando se presenta una mayor dinámica de experimentación y cambio. Es precisamente en esos casos donde las reglas de comportamiento aportan mayor valor agregado.

En el contexto de los cambios que se anticipan en las cadenas de prestación de los servicios de energía y gas (ver Cuadro 1), resulta entonces relevante identificar alternativas de intervención más flexibles, que, apuntando a la maximización del beneficio social de los servicios esenciales, incorporen procesos de optimización al interior de los agentes. De acuerdo con la OCDE, además de la regulación por “comando y control”, existe un amplio rango de opciones con características más flexibles, en la medida en que incorporan toma de decisiones por parte de los agentes. Vale la pena anotar que no todas corresponden necesariamente a lo que usualmente se entiende bajo reglas de comportamiento.

En la tabla siguiente se resumen las principales características de los instrumentos de intervención planteados por la OCDE como medios alternativos a la regulación “tradicional”. Exposiciones similares se pueden encontrar en documentos de la Comisión Europea. Se debe resaltar que, aunque cada instrumento tiene características que lo hacen más o menos eficaz dependiendo de la estructura y de las condiciones del mercado, no son mutuamente excluyentes en su implementación. El diagnóstico de los problemas puede concluir que es necesario utilizar varios instrumentos para alcanzar los fines de la regulación.

Handwritten mark

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 34

Handwritten signature

Handwritten marks

Tabla 3. Instrumentos de intervención

	INSTRUMENTOS TRADICIONALES	INSTRUMENTOS ALTERNATIVOS			
Instrumentos	Comando y control	Incentivos de mercado	Autorregulación por iniciativa de los agentes	Corregulación	Información y pedagogía
Problema	Altos costos y riesgos ante libertad de agentes	Externalidades que afectan eficiencia	• Mercados de difícil supervisión • No exigible por el Estado	• Procesos heterogéneos • Necesidad de ser exigible por el Estado	Asimetrías de información
Cuando Aplica	• Mismo remedio para todos los agentes • Interés privado NO alineado con objetivo de la regulación	• Asignación de recursos escasos • Mercados dinámicos	• Objetivos claros, medibles • Intereses privados alineados con objetivo de la regulación	• Objetivos claros, medibles • Interés privado NO alineado con objetivo de la regulación	Reduce costos de búsqueda
Riesgos	• Rigideces en mercado • Ineficiencia x homogenización	Abuso de la regulación (debilidad en vigilancia)	Limitar la participación de otros agentes	Posible conflicto con regulación específica existente	No generar efectos inmediatos
Ejemplo	Obligación de hacer o no hacer	Señales de precios, derechos de uso	Manuales de buenas prácticas	Códigos de conducta Procedimientos	Información mínima al público

Fuente: OCDE. Elaboración: CREG, 2019.

A continuación, se describen en detalle los instrumentos presentados.

6.1. Instrumentos de mercado

Los instrumentos de mercado corresponden a medidas cuyo objetivo es modificar la conducta de los agentes mediante incentivos económicos. Estos incentivos, presuntamente, afectan la toma de decisiones bajo determinadas situaciones. Las medidas pueden tener como objetivo la disuasión (incentivos negativos) o la promoción (incentivos positivos) de ciertas decisiones. Las medidas de regulación a través de incentivos buscan dificultar las decisiones que llevan a un agente a incurrir en un comportamiento contrario al interés general imponiendo costos adicionales a dichos comportamientos (e.g. las sobretasas por contaminar el ambiente). Forman parte de este tipo de medidas aquellas que establecen la exención de costos para quienes se comporten de conformidad con los fines estatales (e.g. reducción de impuestos para organizaciones educativas).

Los instrumentos de mercado buscan modificar el costo de oportunidad de los agentes a quienes va dirigida la medida, obligándolos a realizar internamente el análisis de los beneficios y costos de su decisión. Así, se hace presuntamente menos costosa para el agente la adopción de un comportamiento deseable para el Estado o le será más costoso incurrir en un comportamiento contrario al interés general.

Cuando además los agentes tienen un incentivo subyacente para innovar en términos de las soluciones que adopten al interior de sus empresas en respuesta a los incentivos definidos por el

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 35

regulador, las innovaciones que permite este tipo de instrumento, en cambio, son mucho menos probables de ocurrir en un esquema de comando y control.

Los instrumentos de mercado incluyen también el uso y la creación de mecanismos de mercado para alcanzar objetivos de política pública para la asignación de recursos escasos. En este caso, el Estado interviene para facilitar el intercambio de bienes o servicios entre los agentes de manera voluntaria, en condiciones que amparen el cumplimiento de un objetivo de política pública.

Este tipo de instrumentos se considera bastante flexible puesto que no especifican la forma en que los agentes deben responder. Mediante la creación o la modificación de incentivos, los agentes responden tomando decisiones propias, basadas en los incentivos que enfrentan. La OCDE plantea, en este contexto, que los instrumentos basados en incentivos pueden inducir respuestas tanto de corto como de largo plazo, viabilizando ganancias en eficiencia de forma estática y dinámica, obviamente sujetas a unas rigideces de corto plazo.

También destaca la OCDE las implicaciones de la regulación por incentivos planteando la dificultad que representa la administración de estos incentivos una vez son implementados. La creación de un mecanismo de mercado autónomo que funcione en respuesta a los incentivos establecidos, implica cierta inercia en su operación que puede tardar en modificarse si la regulación así lo requiriera.

Una de las características básicas que permite la utilización efectiva de los instrumentos de mercado es la posibilidad de establecer objetivos claros o incluso cuantificables para la verificación de su cumplimiento. En ausencia de objetivos explícitos y medibles, no resulta trazable la efectividad de la medida y existe el riesgo de que efectos imprevistos se presenten sin que se puedan identificar a tiempo. Con el fin de evitar que dicho riesgo se materialice, es fundamental contar con indicadores o algún otro tipo de medida que permita hacer el seguimiento minucioso que resulta de los nuevos incentivos.

Derivada de esta característica se encuentra la necesidad de que estos instrumentos cuenten con herramientas efectivas de inspección, vigilancia y control. Puesto que su implementación está directamente en manos de los agentes regulados, el riesgo de abuso de la regulación se incrementa. Es entonces fundamental que las autoridades puedan ejercer sus funciones de manera eficaz, con el fin de identificar si, bien sea como objeto o como efecto de las decisiones de los agentes, la respuesta a los incentivos establecidos por la regulación no está alineada con los fines regulatorios. En este contexto los esquemas de cumplimiento se convierten en elementos básicos para la adecuada implementación de este tipo de instrumentos.

En el diseño de la regulación es relevante, además, determinar si se busca alcanzar uno o varios objetivos, en la medida en que al tratar de vincular múltiples objetivos regulatorios estos pueden entrar en conflicto, afectando negativamente el diseño y la evaluación de la efectividad de la medida. Esto ocurre, por ejemplo, cuando se busca alcanzar objetivos explícitos y objetivos implícitos. El diseño de un impuesto que imponga costos a las emisiones (objetivo explícito) puede establecerse por encima de su nivel eficiente si a la vez intenta aumentar el recaudo del Estado (objetivo implícito).

La OCDE plantea también que los instrumentos de mercado suelen funcionar mejor cuando se aplican a un problema identificado en un marco legal o jurisdiccional homogéneo. Un conflicto puede ocurrir cuando se pretenden resolver problemas que son transversales a distintos marcos jurídicos (ej. distintos países o distintos sectores). Intentar alinear un instrumento de mercado para dos o más jurisdicciones puede pasar por alto marcos legales existentes distintos, que no necesariamente están

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 36

armonizados. El resultado de esto corre el riesgo de ocasionar distintos efectos regulatorios, no previstos durante el diseño de la regulación.

Al usar este tipo de regulación es importante reconocer que los efectos de la creación o modificación de incentivos implica la espera de una respuesta por parte de los agentes regulados. Concretamente, no se trata de medidas regulatorias que obliguen a una reacción inmediata y, por lo tanto, si se trata de un problema que deba ser resuelto por vía regulatoria de forma expedita, los instrumentos de mercado pueden resultar inconvenientes.

Cuando los objetivos de la política pública están asociados a la asignación de recursos escasos, un proceso de asignación administrada por parte del Estado puede resultar altamente ineficiente, dadas las asimetrías de información entre los agentes y quienes realicen la asignación. El uso de mercados se ha convertido entonces en una alternativa de intervención con el potencial de lograr una asignación más eficiente de dichos recursos, a través de herramientas tipo subastas. Por ejemplo, se emplean con frecuencia para asignación del espectro de radiofrecuencia o de ventanas de tiempo para el aterrizaje de aviones en aeropuertos con congestión.

La regulación por incentivos se considera preferible a la regulación tradicional por comando y control en escenarios que requieran una adaptación al cambio relativamente rápida, como en el caso de industrias sujetas a innovación tecnológica. La regulación por comando y control puede generar rezagos en la entrada de dichas innovaciones, provocando obsolescencia en la tecnología si la respuesta del regulador no resulta suficientemente oportuna o si no acierta en el establecimiento de los parámetros adecuados para incorporar los cambios más recientes.

La creación de incentivos de mercado también resulta conveniente en presencia de cadenas de valor cuya tecnología o cuyos procesos son muy complejos. En este caso, teniendo en cuenta las fuertes asimetrías de información por parte del regulador para el desarrollo de regulación de comando y control que incorpore las complejidades de la industria, la imposición de requerimientos detallados puede ir en detrimento de la eficiencia en el desarrollo de la actividad.

En general, el grado de flexibilidad asociado a este tipo de medidas implica que son los agentes quienes, respondiendo a un incentivo, toman decisiones sobre sus procesos de producción. Al interior de la empresa, el agente puede analizar las medidas alternativas para lograr dicho objetivo, minimizando sus costos. Esto incluye la minimización tanto de los costos asociados a la modificación de los procesos internos como de los costos de cumplimiento. En este punto la OCDE plantea el posible trade-off que existe entre la modificación frecuente de la señal regulatoria y la minimización de los costos de cumplimiento, aspecto que se debe tener en cuenta para el diseño de la medida regulatoria. Es decir, las señales asociadas a incentivos de mercado deberían ser relativamente estables en el tiempo, con el fin de no incurrir en modificaciones de los planes de inversión de los agentes que se reflejen en mayores costos de cumplimiento.

De hecho, un aspecto fundamental para el diseño e implementación de regulación a través de incentivos de mercado son los costos de cumplimiento. La creación de mecanismos de mercado conlleva costos directos e indirectos para quienes participan en el mercado y para las autoridades. De un lado, los agentes deben asumir costos relacionados con el aprendizaje requerido para transar en dichos mecanismos y costos directamente resultantes del registro y la participación en los mecanismos. De otro lado, las autoridades de inspección, vigilancia y control deben asumir los costos de ejercer dichas funciones en el nuevo mecanismo. Dependiendo de la complejidad de estos mecanismos, los costos para todas las partes interesadas pueden ser significativos.

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 37

Según la OCDE, si bien es deseable que el Estado tenga objetivos precisamente definidos para el uso de incentivos de mercado, no en todos los casos se requiere una definición acotada del alcance de la regulación. Por ejemplo, el Estado puede no contar con una medición detallada del impacto que se espera con el uso de un instrumento de mercado. Aun así, su motivación puede estar sustentada en que la respuesta por parte de los agentes a los incentivos establecidos por el regulador es una conducta deseada, lo que en sí mismo representa un resultado positivo.

En síntesis, los instrumentos de mercado a través de la creación o modificación de incentivos para los agentes son herramientas consideradas fuertes en términos de:

- La flexibilidad que conllevan para la toma de decisiones por parte de los regulados
- La posibilidad de innovación asociada a esta toma de decisiones
- La capacidad de alcanzar los objetivos de la política pública en industrias con procesos complejos
- La capacidad de alcanzar los objetivos de la política pública en industrias con alto dinamismo

Para que asegurar que un instrumento de este tipo está funcionando de forma adecuada y maximizando su impacto en los aspectos mencionados, su cumplimiento debe estar eficazmente monitoreado.

6.2. Autorregulación por iniciativa de las empresas

Este tipo de regulación corresponde a iniciativas que surgen de manera autónoma por parte del sector privado, sin un pronunciamiento por parte del regulador. Su vínculo con la regulación se origina en la alineación que puede existir entre la iniciativa privada y los objetivos de la regulación. Por ejemplo, esto ocurre cuando existe un bien público reputacional en una industria y el mal comportamiento de un agente los perjudica a todos.

Por tratarse de medidas adoptadas por el sector privado, generalmente la autorregulación corresponde a acuerdos entre empresas tendientes a promover mejoras a nivel sectorial, es decir, comportamientos empresariales con beneficios transversales para los agentes pertenecientes a ese grupo de interés, en un sector o en una actividad. Se trata, por ejemplo, de la fijación de estándares técnicos por encima de los mínimos requeridos por las autoridades o de los códigos de buenas prácticas que se construyen para establecer lineamientos sectoriales y que en la actualidad son frecuentemente implementados.

Tal es el caso de la industria de la energía nuclear a nivel mundial, cuyos oferentes han alcanzado una serie de estándares de seguridad voluntarios superiores a los exigidos regulatoriamente en sus jurisdicciones. En este caso, tanto la industria como los gobiernos y la ciudadanía tienen el interés común de evitar incidentes nucleares como los que se han visto en el pasado (e.g. Chernóbil, Ucrania), minimizar la amenaza de eventos terroristas y controlar el acceso a materiales nucleares. El establecimiento de este tipo de estándares se realiza a través de la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA por sus siglas en inglés), cuyos lineamientos no son vinculantes y no están sujetos a vigilancia y control por parte de los Estados, a menos que se encuentren formalmente incorporados en la regulación aplicable.

Una característica común a los esquemas de autorregulación por iniciativa de los agentes es que no necesariamente están sujetos explícitamente a la inspección, vigilancia y control de las autoridades, puesto que no responden directamente a una señal del regulador. Los controles son, entonces, aquellos diseñados por los agentes regulados.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 38

Por su naturaleza, que responde a la alineación de intereses de un grupo establecido, existen riesgos asociados a este tipo de iniciativas. Prácticas que tengan la capacidad, el propósito o el efecto de excluir participantes de un mercado pueden constituir barreras de acceso artificiales para la entrada o el crecimiento de competidores. Esto puede resultar en una afectación de la competencia cuando los estándares superan aquellos que logran maximizar el beneficio social; consecuentemente, no se alcanza el nivel óptimo de bienestar.

Por tratarse de iniciativas que surgen en el sector privado y no de la expedición de reglas por parte del regulador, este tipo de instrumentos no son parte de las medidas de intervención que utilizaría la CREG en su nuevo enfoque regulatorio. No tendría sentido: la naturaleza de la autorregulación es que no está mediada por el regulador. Su reconocimiento e inclusión en el presente documento busca abrir la puerta para que los agentes desarrollen este tipo de iniciativas, que serán deseables siempre que se encuentren alineadas con los intereses del Estado Social de Derecho y que no sean un instrumento que tenga el efecto o la potencialidad de afectar la libre participación de los agentes en el mercado.

6.3. Corregulación

La corregulación es un término utilizado por la OCDE para describir aquellas medidas que surgen como respuesta a una señal por parte del regulador y que implican una participación activa en el proceso de diseño e implementación por parte de los agentes. En los periodos iniciales de flexibilización de los marcos regulatorios, la literatura se refería a la autorregulación vigilada, en contraste con la autorregulación por iniciativa de los agentes, descrita anteriormente. La evolución del término utilizado obedece a los procesos de refinamiento en el análisis de los instrumentos por parte de la OCDE. En este documento se emplea la terminología actualmente utilizada, sin que esto impida que, en la evolución del análisis, la terminología siga modificándose.

La corregulación asigna un mayor grado de responsabilidad a los regulados en su actuar, en el sentido en que la toma de decisiones no es exclusiva del regulador. En contraste con la regulación de comando y control, en la cual el regulador interviene en detalle al determinar procesos y actuaciones al interior de las empresas, la corregulación establece los principios y los objetivos sociales, dejando que el diseño de los procesos internos y el actuar de las empresas sea resultado de sus análisis particulares, considerando los lineamientos generales dados por el regulador.

El reporte del Mandelkern Group on Better Regulation para la Unión Europea plantea que, como resultado de la excesiva intervención por parte del regulador, se retira la responsabilidad de los agentes para la toma de decisiones. En consecuencia, se podría suprimir la capacidad de que surjan de forma espontánea iniciativas privadas e incluso el sentido de responsabilidad por parte de los regulados. En esencia, la adopción de medidas de corregulación permite que los agentes se apropien de la responsabilidad de actuar y de contribuir al mejoramiento en el desarrollo de las actividades que realizan y en agregado al progreso en la prestación de los servicios esenciales objeto de regulación.

Esta responsabilidad está asociada a la oportunidad de innovación por parte de las empresas, buscando alcanzar sus objetivos privados y al tiempo que actúan en concordancia con los fines regulatorios. El proceso de corregulación no ocurre, generalmente, en un solo momento. La señal del regulador inicia el proceso, planteando objetivos claros y observables para garantizar un seguimiento adecuado de la medida. En respuesta a esa señal, los agentes realizan análisis al interior de sus empresas y alinean sus procesos internos y actuaciones con los fines regulatorios. Es decir, la señal regulatoria establece el "qué" pero no determina el "cómo".

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 39

Tanto en el caso de la corregulación como en el caso de la autorregulación, es necesario tener en cuenta que los esquemas de iniciativa privada solo podrían reemplazar aquellos de iniciativa pública en la medida en que los intereses de la industria o del sector estén alineados con los fines de la regulación. En la mayoría de los casos, sin embargo, las medidas de corregulación se emplean de forma complementaria al marco regulatorio existente, en esquemas de regulación que combinan distintos instrumentos.

Las medidas de corregulación resultan más efectivas en contextos en que se cuenta con objetivos claramente definidos, como los objetivos técnicos, que son medibles y verificables. En el caso de objetivos sociales de difícil medición, la corregulación puede resultar inefectiva, al no permitir un seguimiento adecuado de los avances. A manera de ejemplo de corregulación eficaz, la adecuada implementación de políticas de devoluciones por parte de los establecimientos comerciales, como resultado de una señal regulatoria de protección al consumidor, es susceptible de verificación por parte de las autoridades, que pueden disponer de información sobre denuncias de parte de los consumidores ante el incumplimiento.

De forma similar a la autorregulación, estas medidas pueden generar resultados anticompetitivos cuando su cumplimiento genera barreras a la entrada o limitaciones a la participación de algunos agentes. Ahora bien, por tratarse de medidas inicialmente planteadas por el regulador, las correspondientes respuestas de los agentes están sujetas de manera expresa a la inspección, vigilancia y control de las autoridades con mayor visibilidad que en el caso de la corregulación.

6.4. Información y pedagogía

La transparencia es un factor fundamental para el adecuado funcionamiento de los mercados porque permite la toma de decisiones informadas de los agentes que participan (o aspiran a participar) en esos mercados y el ejercicio eficaz de las funciones de regulación y de inspección, vigilancia y control por parte de las autoridades. Además, la transparencia es de particular interés para el usuario final de los servicios regulados, en la medida en que le permite decidir sobre su consumo en función de sus necesidades y de sus restricciones presupuestales. También es de interés del regulador y de las autoridades de inspección, vigilancia y control contar con información que permita una adecuada ejecución de las funciones asignadas por ley. Infortunadamente, uno de los principales obstáculos para la transparencia son las asimetrías de información, que son comunes en los sectores regulados.

En el contexto del problema entre el usuario, en calidad de principal, y el comercializador, en calidad de agente que lo representa ante el mercado, la información disponible para el usuario es limitada por varias razones. De un lado, se deben considerar los costos de acceder a dicha información y los costos de oportunidad de quienes deben realizar esa búsqueda. También se debe incluir en el análisis la existencia de barreras de acceso a la información, que pueden materializarse en limitaciones físicas al acceso o en opacidad, cuando la forma de presentar la información es compleja y no permite una interpretación clara. En este último caso, incluso si la información es entregada, es posible que el nivel de conocimiento de los interesados no sea suficiente para permitir un entendimiento suficiente que conlleve a la toma de decisiones óptima. Esto incluye, por ejemplo, el desconocimiento de derechos y obligaciones por parte de determinados grupos de interés, que puede prestarse para la extracción de rentas por parte de los agentes del mercado con acceso y entendimiento de la información relevante del mercado.

La información debe ser entonces clara y precisa. El acceso a información comprensible para los usuarios no es trivial en presencia de mercados como los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible. Las dificultades de coordinación entre usuarios para gestionar el acceso a la información hacen conveniente, en principio, que ellos estén interesados en delegar a un tercero la gestión de sus intereses ante los agentes del mercado. Aun así, una vez el agente tiene la tarea asignada, no es evidente que el usuario tenga la capacidad para vigilar que sus intereses están bien representados.

Las asimetrías de información entre los agentes también están presentes en las cadenas de prestación de los servicios regulados. La toma de decisiones por parte de compradores y vendedores en mercados que funcionen de manera eficiente asumen que los participantes de ambas puntas tienen acceso a información cierta y clara sobre precios y cantidades de manera simétrica. Eso les permite actuar en función de las variables de mercado, optimizando sus respectivas funciones objetivo. En la práctica, los flujos de información no son necesariamente simétricos y puede haber: (i) agentes con acceso limitado a información del mercado que debiera estar disponible para todos o (ii) agentes con acceso a información relevante del mercado que les permitiría materializar ventajas competitivas. Las asimetrías de información pueden tener la capacidad, el propósito o el efecto de afectar la competencia en los mercados, por ejemplo, mediante la exclusión de participantes o la extracción de rentas.

Los problemas asociados a las asimetrías de información se ven agravados en presencia de agentes integrados verticalmente cuando existen relaciones de principal-agente en la cadena. Cuando dos o más actividades en una cadena de valor se integran, una relación que habría sido adversarial (o por lo menos neutral) se torna cooperativa. Además de la información pública de mercado, el agente integrado dispone de información privada que no habría sido compartida entre las actividades. La relación cooperativa puede generar eficiencia en costos. Sin embargo, si una de las actividades tiene en su naturaleza la función de representar los intereses del usuario, surge un conflicto de interés.

La asimetría de información también disminuye la eficacia y oportunidad de la regulación y de la inspección, vigilancia y control. El regulador, en desarrollo de sus funciones, utiliza información de los mercados y de los agentes para analizar las alternativas de intervención y sus posibles impactos, para diseñar reglas específicas y para hacerles seguimiento. A su turno, la autoridad de inspección, vigilancia y control requiere información veraz y pertinente para identificar claramente las situaciones de interés; oportuna para prevenir o corregir tempranamente infracciones; y precisa para dosificar apropiadamente su respuesta. En mercados con un adecuado funcionamiento, tanto el regulador como el vigilante cuentan con información suficiente para tomar decisiones y llevar a cabalidad sus respectivas tareas. En contraste, la información incompleta, errada o entregada de forma tardía dificulta las labores de regulación, vigilancia y control, y puede inducir a errores que afecten la prestación de los servicios.

En este contexto, los instrumentos orientados a reducir las asimetrías de información apuntan al funcionamiento adecuado de los mercados desde el punto de vista de todos los interesados –los usuarios, los agentes, el regulador y las autoridades de inspección, vigilancia y control–. De acuerdo con la documentación de la OCDE, este tipo de instrumentos se puede clasificar en dos (2) tipos: aquellos tendientes a reducir las asimetrías a través de la publicación de información y aquellos tendientes a promover el conocimiento entre los interesados sobre la información relevante para la toma de decisiones. En ambos casos, se trata de instrumentos que propenden por la toma de decisiones informadas de parte de los interesados.

Handwritten signature

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Handwritten initials

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 41

Handwritten signature

Los instrumentos de información y pedagogía, que no modifican directamente la toma de decisiones, se suelen denominar regulación de “mano ligera”. Usualmente no tienen efectos inmediatos en el comportamiento de la población objetivo. Para determinar si el instrumento es eficaz, el monitoreo en el corto plazo se dirige generalmente a identificar si esa población objetivo está recibiendo el mensaje que se quiere enviar.

Los instrumentos tendientes a reducir asimetrías a través de la publicación de información pueden requerir distintos niveles de intervención por parte del regulador. En algunos casos, una señal de promoción a la entrega de información puede ser suficiente para que haya efectivamente un cambio en el comportamiento de los agentes y la difusión de información se lleve a cabo. En otros casos, el regulador puede obligar expresamente a la entrega de información, cuando su entrega voluntaria no necesariamente se encuentra en los intereses de quienes tienen la información. Finalmente, el regulador puede optar por realizar la entrega de información él mismo (o a través de un tercero), lo que ocurre generalmente cuando se trata de información que requiere la presentación de datos anónimos de manera centralizada, o una amplia difusión.

Los instrumentos pedagógicos también forman parte de las estrategias regulatorias para resolver asimetría de información. La pedagogía puede ser implementada por el regulador o directamente por los agentes, con el propósito de comunicar al público interesado, por ejemplo, información sobre sus derechos y obligaciones. Existe siempre la necesidad de revisar que los mensajes enviados sean coherentes con las demás señales regulatorias y con los fines mismos de la regulación, para evitar el envío de mensajes contradictorios.

Las ventajas de este tipo de instrumentos es que tienden a coordinarse correctamente con otros instrumentos, especialmente cuando se trata de temas regulatorios relativamente amplios. Por ejemplo, campañas de pedagogía que acompañen señales de regulación por incentivos de mercado pueden reforzar el mensaje, mejorando la implementación de la regulación. Una ventaja adicional de los instrumentos de información y pedagogía, de acuerdo con la OCDE, es que en contraste con otros instrumentos regulatorios que afectan directamente las cadenas de valor, como aquellos con impacto en los precios, estos no generan per se situaciones que se perciban como inequitativas o injustas –y en cambio, pueden visibilizarlas.

Finalmente, si bien la simetría en la información es siempre deseable, no es cierto siempre que más información sea mejor. Es necesario determinar con anticipación cuál es la información relevante para el mercado y cuál es la información que no debe estar a disposición de todos los participantes. En ausencia de dicho análisis, podrían generarse efectos anticompetitivos si la información compartida resulta en la exclusión de agentes del mercado o en barreras de acceso para potenciales participantes.

7. CONCLUSIONES

Este documento contiene las bases para el desarrollo de la metodología que remunere la actividad de comercialización. Implementando la metodología de análisis de impacto normativo desarrollada por la OCDE, la Comisión presenta al público interesado los aspectos identificados y relevantes que deben ser incorporados al análisis.

La revisión del concepto de comercialización y la inclusión de los cambios que se han venido presentando y que se prevén para esta actividad lleva a señalar que es necesario, desde el punto de vista regulatorio, dar señales económicas que permitan incorporar los cambios descritos, eliminar

barreras de acceso y promover la competencia, permitiendo que los agentes actuales y los nuevos compitan en igualdad de condiciones en cada mercado.

Esto tiene como fin último lograr mejoras sustanciales en la calidad de la prestación del servicio para el usuario, quien debe beneficiarse también de los avances tecnológicos recientes y recibir productos que respondan a sus necesidades.

ll

COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – BASES CONCEPTUALES

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG 110-19	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 43

ll

ll