14 COLECCIÓN de REGULACIÓN MINERA y ENERGÉTICA

MILTON FERNANDO MONTOYA / Coordinador

Temas de derecho minero-energético

Universidad Externado de Colombia

Milton Fernando Montoya Pardo
Coordinador

Temas de derecho minero-energético

Universidad Externado de Colombia

Temas de derecho minero, energético y petrolero / Milton Fernando Montoya, coordinador ; Ana Paola Gutiérrez [y otros]. -- Bogotá : Universidad Externado de Colombia. 2020.
588 páginas : ilustraciones, gráficos, fotografías, mapas ; 21 cm. (Colección de Regulación Minera y Energética ; 14)

Incluye referencias bibliográficas.

ISBN: 9789587905205

1. Industria minera – Colombia 2. Industria minera -- Aspectos económicos – Colombia 3. Industria del petróleo -- Aspectos constitucionales – Colombia 4. Posconflicto armado -- Aspectos jurídicos – Colombia 5. Derecho minero -- Colombia I. Montoya, Milton Fernando, coordinador II. Universidad Externado de Colombia III. Título IV. Serie

348.3 SCDD 15

Catalogación en la fuente -- Universidad Externado de Colombia. Biblioteca EAP.
diciembre de 2020

ISBN 978-958-790-520-5

© 2020, UNIVERSIDAD EXTERNADO DE COLOMBIA
Calle 12 n.º 1-17 Este, Bogotá
Teléfono (57-1) 342 02 88
publicaciones@uexternado.edu.co
www.uexternado.edu.co

Primera edición: diciembre de 2020

Diseño de cubierta: Departamento de Publicaciones
Corrección de estilo: Pablo Emilio Daza Velásquez
Composición: Precolombi EU, David Reyes
Impresión y encuadernación: Digiprint Editores S.A.S.
Tiraje de 1 a 1.000 ejemplares

Impreso en Colombia
Printed in Colombia

Prohibida la reproducción o cita impresa o electrónica total o parcial de esta obra, sin autorización expresa y por escrito del Departamento de Publicaciones de la Universidad Externado de Colombia. Las opiniones expresadas en esta obra son responsabilidad de los autores.

Regulación de *prosumers* en Colombia: marco legal y regulatorio de la generación distribuida, autogeneración, medición inteligente y respuesta a la demanda

Daniela Aguilar Abaunza[1]

Introducción

Alrededor del mundo el sector eléctrico está experimentando cambios significativos debido al rápido avance tecnológico, a usuarios y comunidades abocando por una mayor participación en el sector y a la necesidad de adaptar el sistema eléctrico a los impactos del cambio climático. Dicha transformación lleva, principalmente, a un papel más activo de los consumidores, para quienes hoy existe la posibilidad tecnológica de autogenerar, administrar y almacenar su energía, e incluso vender sus excedentes energéticos al sistema. Nuevas tecnologías e ideas de negocios, como tecnologías de generación

1 Candidata a doctora en Derecho de la Universidad de Waikato, Nueva Zelanda. Magíster en Derecho y Política Energética de Universidad de Dundee, Escocia. Abogada y especialista de la Universidad Externado de Colombia. Investigadora del Departamento de Derecho Minero Energético de la Universidad Externado de Colombia.

distribuida, redes inteligentes, programas de respuesta a la demanda, almacenamiento de energía, *peer-to-peer*, *block-chain* ofrecen una oportunidad única para hacerlo realidad. Estos modelos emergentes y descentralizados presentan enormes beneficios como el aseguramiento de la seguridad energética, mitigación y adaptación al cambio climático, diversificación de los recursos energéticos, una mayor sostenibilidad y eficiencia en la prestación del servicio, nuevas posibilidades de acceso a la energía para zonas aisladas y la participación de los usuarios en los beneficios económicos de la industria.

Este rol más activo de los consumidores es conocido en la literatura como *prosumers*, que combina los términos *productores* "producer" y *consumidor* "consumer" en inglés, siendo *prosumidor* su equivalente en español. Esta nueva categoría no solo implica desafíos técnicos, sino además desafíos a un marco legal hecho a la medida del sistema tradicional y centralizado de energía. La superposición de roles (generador, consumidor, distribuidor, incluso comercializador) crea interesantes problemas y preguntas para el sistema legal actual que podrían desafiar o entorpecer la introducción de innovación en el sector eléctrico.

Este artículo tiene por objetivo analizar el actual marco legal y regulatorio aplicable a los *prosumers* eléctricos en Colombia en relación con la Ley 1715 de 2014. La Ley 1715 proporciona el marco legal para la integración de energías renovables no convencionales en el sistema interconectado nacional. Su contenido es esencial a la hora de analizar alternativas energéticas y su tratamiento legal. Es así, como la ley define y amplia el contenido legal de conceptos fundamentales como *autogeneración*, la *medición bidireccional*, *excedente de energía*, la *generación distribuida* y la *respuesta de la demanda*. Todos estos conceptos, como

veremos, son básicos para comprender la regulación de *prosumers* en Colombia.

Debido a la inexistencia del término *prosumer* o consumidores activos a la luz de la legislación colombiana, dividiremos nuestro análisis en tres temas fundamentales: generación distribuida y autogeneración, programas de respuesta a la demanda y redes y medidores inteligentes. Explicaremos en qué consiste cada término, su interrelación, definición legal, seguido a un análisis del marco legal aplicable y su regulación por parte de la CREG. La mayor parte de este análisis está dirigido a identificar las condiciones legales de ingreso al sistema y el acceso al mercado de energía para poder concluir si el régimen actual obstaculiza o no la entrada de soluciones descentralizadas y nuevos competidores al mercado.

Autogeneración y generación distribuida

En el sistema eléctrico convencional y centralizado existen pocas y grandes centrales de energía localizadas lejos de los centros de consumo, por lo que es necesario un sistema de transporte (red de transmisión y distribución) para llevar la energía del punto de generación al punto de consumo. Contrario al sistema descentralizado, donde aumenta la cantidad de pequeños y dispersos puntos de generación que están localizados cerca a los centros de consumo, prescindiendo así de la red de transmisión y conectándose directamente a la red de distribución. Ese es el caso de la generación distribuida. O la generación *in-situ*, donde la generación de energía se hace en el punto de consumo, siendo el caso de los autogeneradores. Esto implica la integración de soluciones energéticas descentralizadas al sistema interconectado y centralizado de energía.

La Ley 1715 de 2014 define la autogeneración como la producción de energía por parte de una persona física o jurídica para satisfacer principalmente sus propias necesidades. En el caso de excedentes, estos se pueden inyectar a la red de acuerdo con los términos de las autoridades regulatorias, que posteriormente describiremos. Anterior a esta ley, no se permitía a los autogeneradores vender sus excedentes energéticos al sistema, por lo que la ley 1715 innovó en este campo[2].

Asimismo, la ley define "generación distribuida" (GD) como aquella energía generada cerca a los centros de consumo y conectada directamente a la red de distribución y cuya capacidad es determinada por la disponibilidad de la red local, donde se hará la conexión[3]. Siguiendo esta definición, algunos autogeneradores también podrían ser considerados generadores distribuidos, en tanto se conecten a la red de distribución. Si bien ambos conceptos están relacionados con la descentralización del sistema, su definición refiere a diferentes presupuestos. Por un lado, la autogeneración se enfoca en el abastecimiento de las propias necesidades energéticas, independientemente de que su conexión se concrete del todo o esté conectado a la red nacional o local. Por otra parte, el generador distribuido se refiere a la conexión de un generador a la red de distribución independiente de su naturaleza como generador.

De igual manera, la ley otorga competencias a diferentes entidades nacionales y regionales en materia de autogeneración[4]. Es el caso del Ministerio de Minas, quien es el encargado de establecer la política general en materia

2 Resolución CREG 084, 1996, art. 8.

3 Ley 1715, 2014, art. 5.

4 Ley 1715, 2014, art. 6.

de conexión, operación y excedentes de energía de los autogeneradores. Por su parte, la CREG es la encargada de expedir los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de sus excedentes de energía. Sin embargo, la ley establece pautas al respecto, estableciendo que procedimientos relativos a autogeneradores con capacidad inferior a 5 MW deben simplificarse. En el caso de competencias de autoridades locales, las autoridades ambientales deberán establecer un procedimiento acelerado para evaluar proyectos de cogeneración, autogeneración y DG y sus restricciones no deben ser mayores que las que aplican a proyectos convencionales[5]. Asimismo, las entidades públicas deberán implementar medidas de eficiencia energética, como el uso de energías renovables no convencionales en edificios públicos, promoviendo la autogeneración en edificios de entidades públicas[6]. Finalmente, el Gobierno nacional, junto con las autoridades competentes, adoptarán acciones para eliminar las barreras técnicas, administrativas y de mercado para la implementación de proyectos de energía renovable no convencional y eficiencia energética[7]. En este punto, no se mencionan las barreras legales, que como veremos también se presentan.

Por otra parte, la Ley 1715 incorpora incentivos fiscales y aduaneros, como el impuesto al valor agregado y el tratamiento libre de impuestos para los dispositivos utilizados para la producción, uso y medición de energía que también aplica a los autogeneradores[8].

---

5 Ley 1715, 2014, art. 41.

6 Ley 1715, 2014, art. 32.

7 Ley 1715, 2014, art. 41.

8 Resolución UPME 045, 2016, art. 12-14.

Finalmente, la ley establece algunas directrices al Gobierno nacional en materia de promoción de energía solar. Aquellas directrices señalan que el Gobierno deberá promover proyectos solares en la urbanización local, la construcción pública, la industria, el sector residencial y comercial. Además de considerar la viabilidad de proyectos solares para sectores de ingresos bajos y medianos como una alternativa a los actuales subsidios a la factura eléctrica[9]. Lo anterior significa, promover la autogeneración como alternativa energética para consumidores de bajos y medianos ingresos y, en general, soluciones que reconocen la importancia de promover proyectos *prosumers*.

A continuación, analizaremos las disposiciones específicas en materia de conexión, remuneración y ventas de energía por parte de los autogeneradores. Lo anterior, para entender las condiciones que los autogeneradores tienen en materia de entrada al sistema y al mercado de energía. Dicho estudio partirá del tratamiento jurídico distinto entre pequeños y grandes autogeneradores.

Autogeneradores a pequeña escala (AGPE)

De acuerdo con la Ley 1715 de 2014, la UPME es la encargada de definir el límite de capacidad que diferencia a los pequeños de los grandes autogeneradores. Es así, como mediante Resolución 0281 de 2015, la UPME declara que la capacidad máxima para ser considerado pequeño autogenerador es de 1 MW[10].

Posteriormente, mediante Decreto 348 de 2017, el ministro de Minas y Energía dicta la política general relacionada a los pequeños autogeneradores en el Sistema

9 Ley 1715, 2014, art. 19.

10 Resolución UPME 0281, 2015, art. 1.

Interconectado Nacional. En términos generales, el equipo de autogeneración puede ser propiedad de una persona natural o jurídica y quién lo opera puede ser el propietario o alguien diferente a este[11]. Esta aclaración corresponde, por ejemplo, a un contrato de arrendamiento de un inmueble que ostenta un panel solar, el arrendatario puede ser considerado autogenerador.

A continuación, nos adentraremos al análisis del Decreto 348 de 2017 y resoluciones CREG afines, para así adentrarnos al procedimiento de conexión de AGPE a la red de distribución, seguido a la remuneración de sus excedentes energéticos, finalizando con acceso al mercado.

Conexión de autogeneradores a pequeña escala a la red de distribución

El objetivo de esta conexión es conectar el equipo de autogeneración a la red de distribución para que el envío de excedentes del autogenerador a la red sea posible. Aquí el autogenerador también es considerado generador distribuido. Es el caso, por ejemplo, de una vivienda familiar que decide instalar dos paneles solares en su techo. Esta vivienda puede generar mayor cantidad de electricidad que la que consume, por lo que desea inyectarla a la red de distribución. Para que dicha inyección sea posible, se requiere un contrato de conexión con la red de distribución. Es probable que dicho autogenerador haga sus veces de usuario regulado, por lo que ha celebrado un contrato de servicios públicos domiciliarios para el suministro de energía en su inmueble, en caso de que la energía que produce no sea suficiente para suplir su demanda. Por

11 Decreto MME 348, 2017, art. 2.2.3.2.4.7.

tanto, dichos contratos que coexisten son de naturaleza, objeto y sujetos diferentes. Por una parte, el contrato de conexión celebrado entre el pequeño autogenerador y el distribuidor para la entrega de excedentes y, por el otro, entre el usuario regulado y el comercializador para el suministro de energía. En este caso, en cabeza de una misma persona pueden recaer dos calidades: usuario regulado y pequeño autogenerador, lo que se reconoce como *prosumer*.

En esta oportunidad describiremos el procedimiento que el pequeño autogenerador debe llevar a cabo para la conexión de su equipo de generación a la red. Dicho procedimiento se encuentra en el Decreto 348 de 2017 regulado por la CREG mediante Resolución 030 del 2018:

Procedimiento precontractual

– Cuando se realiza una solicitud para conectarse al nivel 1, el solicitante debe consultar la página web del operador de la red para verificar si este cuenta con disponibilidad en la red, además de verificar cuáles son los requisitos técnicos para dicha conexión[12]. En el artículo 5 de esta resolución, se define qué implica la disponibilidad del sistema: solo el 15 % de la capacidad del punto de conexión de la subestación donde se solicita la conexión puede provenir de GD o del autogenerador a pequeña escala. Asimismo, la cantidad de energía que se puede entregar por hora no puede ser superior al 50 % de la demanda diaria de energía con algunas particularidades para equipos fotovoltaicos con y sin almacenamiento[13]. En este punto, debemos decir que la regulación impone límites en materia de inyección

12 Resolución CREG 030, 2018, art. 5.

13 Resolución CREG 030, 2018, art. 5.

de energía proveniente por GD o AGPE para, por una parte, proteger los niveles de tensión y operación de la red y evitar cogestiones en la red y, por otra, establecer límites a la discrecionalidad del operador de la red.

– Si tales estándares técnicos no se cumplen, la generación distribuida o AGPE debe seguir un procedimiento diferente de acuerdo con el tamaño del solicitante. Dicha conexión puede significar la ampliación de la capacidad de la red, cuyo costo deberá ser cubierto por el solicitante y será incluido en el contrato de conexión[14].

– El operador de la red debe proporcionar información actualizada en su página web sobre los voltajes y las condiciones técnicas requeridas[15]. Cualquier usuario conectado a la red puede convertirse en un autogenerador una vez haya cumplido con los procedimientos técnicos y haya verificado la disponibilidad de la red.

Procedimiento contractual

El procedimiento de conexión será diferente dependiendo de la capacidad del autogenerador o del generador distribuido. Dicha distinción obedece al mandato por parte del Ministerio para que la CREG establezca un procedimiento simplificado para permitir la conexión y entrega de excedente a la red[16]. En consecuencia, la CREG establece un procedimiento especial para GD o AGPE con una capacidad instalada menor a 0.1 MW. El procedimiento se simplifica de la siguiente manera[17]:

---

14 Resolución CREG 030, 2018, art. 12.

15 Decreto MME 348, 2017, art. 6.

16 Decreto MME 348, 2017, art. 2.2.3.2.4.9.

17 Resolución CREG 030 del 2018, art. 10.

– Diligenciar formulario dispuesto en la en la página web del operador de la red.

– En un plazo de 5 días, el operador de la red debe decidir la viabilidad técnica de la oferta. Al aprobar la conexión, el operador de red debe especificar, en detalle, las condiciones técnicas y la fecha de la conexión. Si es rechazado, el operador de la red tiene que justificar las razones técnicas para su decisión. En este punto es importante señalar que, desde la reglamentación realizada por el Gobierno nacional en cabeza del Ministerio, se estipuló que la única razón válida para que el operador de red rechace la conexión son razones técnicas debidamente justificadas[18].

– El solicitante tiene seis meses después de la aprobación para conectarse. Pasado este tiempo deberá aplicar de nuevo.

– Una vez aprobada la conexión, el operador de la red tiene dos días para verificar que las condiciones técnicas declaradas por el usuario sean reales y así realizar las pruebas correspondientes. En caso contrario, el operador de la red debe identificar las falencias y organizar una nueva visita. De no satisfacer los requisitos en la segunda visita, el operador de la red explicará los motivos y programará una nueva visita, cuyos costos si estarán a cargo del solicitante.

– Después de verificar los parámetros, el operador de la red tiene dos días para conectar el autogenerador a la red. Sin embargo, en caso de que el procedimiento afectará a otros usuarios, puede durar más tiempo.

– Si no se cumplen los términos y obligaciones del operador de red, el usuario debe notificar dicho comportamiento en la página web del operador de red y puede

---

18 Decreto MME 348, 2017, art. 2.2.3.2.4.9.

estar sujeto a investigación y sanción por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio. Esta disposición es interesante, por cuanto el DG o AGPE no tienen que reclamar el incumplimiento del contrato por parte de la autoridad de electricidad CREG, sino a una autoridad cuya función principal es la protección de los derechos de los consumidores y la promoción de la competencia en diferentes sectores económicos, no solo en el sector eléctrico. Por lo que se reconocen las características particulares de los pequeños autogeneradores y, en este caso, se le aplican protecciones relativas a su naturaleza mixta de consumidor.

Por otra parte, para el procedimiento de conexión para GD o AGPE con capacidad instalada mayor a 0,1 MW y menor que 5 MW se destaca lo siguiente[19]:

– El estudio de conexión son responsabilidad del solicitante que desea conectarse.

– El operador de red tiene siete días para responder sobre la viabilidad de la solicitud de conexión. El operador de la red debe ofrecer el punto de conexión y proponer la celebración de un contrato de conexión. Si se rechaza la solicitud, debería justificarse técnicamente.

– Dentro de los cinco días posteriores a la notificación de su viabilidad, el solicitante debe firmar el contrato de conexión. Si el solicitante no desea celebrar el contrato, esto libera al operador de la red de sus obligaciones, y puede asignar la capacidad a nuevos solicitantes.

– Antes de efectuarse la conexión real, el operador de la red debe probar y verificar que el rendimiento del equipo sea correcto.

– El mismo procedimiento aplicable a autogeneradores menores de 0,1 MW, se aplica en esta oportunidad con

19 Resolución CREG 030 del 2018, art. 11.

respecto a cualquier incumplimiento ocasionado por el operador de la red y la competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio.

Finalmente, es importante tener en cuenta que la regulación contenida en esta resolución, Resolución CREG 030 de 2018, tiene una vocación de temporalidad como esta lo consigna en su artículo 4. En este artículo se dispone que en caso de que las situaciones del mercado de energía cambien, es decir que la cantidad de energía generada por AGPE o GD e inyectada a la red sea superior al 4% del mercado nacional, la CREG deberá revisar la regulación actual y discutir la necesidad de su actualización. Esta es una disposición interesante, ya que reconoce el aumento en la recepción futura de soluciones energéticas locales, que requerirá nueva regulación. Este tema es fundamental en el caso de los límites de disponibilidad de la red para conectar nuevos generadores a la red, como lo dispone el artículo 5, anteriormente discutido.

Comercialización de los excedentes de energía

Una vez el equipo de autogeneración sea conectado a la red de distribución, es posible la entrega y venta de sus excedentes energéticos al sistema. La pregunta en este punto es ¿a quién el pequeño autogenerador puede vender su energía? La respuesta a esta pregunta la encontramos en la resolución CREG 030 de 2018.

Iniciamos con el objeto de esta venta de energía. La venta de energía corresponde al excedente energético. El excedente se define como toda exportación de energía entregada a la red por el autogenerador o GD[20]. No existe

20 Resolución CREG 030, 2018, art. 3.

limitación a dicho excedente o correspondencia con el valor del consumo.

En cuanto a los sujetos y remuneración que puede ser pactada en esta particular venta de energía, el marco regulatorio es diferente dependiendo de si el pequeño autogenerador utiliza o no energías renovables alternativas. En caso de no utilizar fuentes no *convencionales de energía*, el AGPE podrá venderlo a[21]:

– El minorista de usuarios regulados por el precio de la bolsa de energía en cada hora correspondiente.

– A otros generadores o comercializadores que destinen dicha energía para el suministro eléctrico de usuarios no regulados. El precio será el pactado libremente por las partes.

– En caso de que el comercializador minorista este integrado con el operador de la red, este estará obligado a comprar los excedentes. El precio de venta es el precio de la bolsa de energía en cada hora correspondiente.

Para los pequeños autogeneradores que *usen fuentes no convencionales de energía*, pueden vender su energía a los mismos actores, pero a precios diferentes. En el caso de venta de energía a generadores o comercializadores atendiendo usuarios no regulados, el precio podrá ser pactado por las partes. En el caso de venderse los excedentes energéticos al comercializador de usuarios regulados, o al comercializador integrado con el operador de la red, el precio de venta será "créditos de energía". Este esquema de remuneración será explicado en la siguiente sección.

Antes de terminar esta aparte, es importante aclarar que en el supuesto de venta de excedentes al comercializador minorista con el que también se haya celebrado contrato

---

21 Resolución CREG 030, 2018, art. 16, n.° 1.

de suministro de servicios públicos, se puede adherir disposiciones adicionales relativas a la compra de excedentes y las obligaciones reciprocas de las partes.

Créditos de energía

A partir de la Ley 1715 de 2014, se establece que la manera de reconocer o remunerar los excedentes entregados por el AGPE a la red de distribución, es a través de créditos de energía (Ley 1715, 2014, art. 8, a). Con base en esta disposición legal, la CREG, posteriormente, regula los créditos de energía y los asigna como mecanismo remuneratorio, en específico para los AGPE que usan fuentes no convencionales de energía. Como vimos anteriormente para AGPE que no usen este tipo de recursos el precio reconocido es el precio de bolsa.

Es así, como la Resolución CREG 030 de 2018 define a los créditos de energía como la cantidad de energía exportada a la red que se canjea por la cantidad de energía importada en un período de facturación[22]. A esto también lo denomina la Ley 1715 como medición bidireccional. En la literatura internacional, este mecanismo es conocido como *net metering*. Es decir que lo que genera se balancea con lo que se consume. Por ejemplo, una vivienda autogenera 20 KW de electricidad y consume 40 KW. Eso significa que consumirá 20 KW del sistema eléctrico, por los cuales pagará al final del periodo de facturación. En el caso contrario, donde produce más energía que la que consume, esto dará lugar a un crédito de energía. Si la vivienda produce 20 KW y consume 20 KW, el balance final es cero. Sin embargo, los tratamientos regulatorios de los

22 Resolución CREG 030, 2018, art. 3.

componentes a remunerar serán diferentes dependiendo del tamaño del AGPE:

– Si el autogenerador tiene una capacidad instalada menor a 0,1 MW[23]: cuando consume más energía de la red de la que exporta, el autogenerador deberá pagar el precio de comercialización, el cual incluye el precio en bolsa más un margen de rentabilidad al comercializador[24]. Si la exportación de energía es mayor al consumo, el precio que reconocerá el comercializador al autogenerador es el precio horario de bolsa correspondiente.

– Si el autogenerador tiene una capacidad mayor a 0,1 MW: cada KW extra importado de la red incluirá no solo un margen de ganancia para el comercializador, sino también los componentes que reconocen todas las actividades del sistema, es decir, generación, transmisión, distribución, pérdida del sistema, precio de la energía en el mercado. Es decir, el costo pagado debe reconocer la cadena de actividades involucradas en el suministro de energía, como son los componentes tradicionales de la factura pagada por los usuarios regulados. Cuando la entrega de excedentes es mayor a los KW consumidos, se pagará al AGPE el precio horario de bolsa correspondiente.

Este diferente trato pretende dar un tratamiento más favorable y beneficioso a los pequeños autogeneradores como las viviendas rurales y urbanas, quienes, en caso de consumir energía de la red, no deberán contribuir a la mayoría de las actividades de la cadena, diferente a los

---

23 Resolución CREG 030, 2018, art. 17.

24 Mediante la Resolución 119 of 2017, la CREG aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. Aquí se mencionan los componentes que integran la factura de electricidad.

autogeneradores mayores a 0,1 MW quienes deberán reconocer el costo completo del suministro eléctrico.

Finalmente, el comercializador minorista, quien recibe los excedentes del AGPE, es el responsable de la facturación, incorporando toda la información relacionada con las importaciones y exportaciones e identificando los diferentes componentes que se tienen en cuenta al realizar los cálculos[25].

Autogeneradores a gran escala

La política nacional para la autogeneración a gran escala está contenida en el Decreto 1073 de 2015. Este decreto establece que los autogeneradores a gran escala deberán tener las mismas condiciones de participación en el mercado mayorista para el envío y acceso a cargos de confiabilidad que los generadores tradicionales[26].

En este caso, los autogeneradores celebrarán un contrato estándar de respaldo con el operador de la red. La CREG establecerá el contenido mínimo y las pautas para dichos contratos y la metodología utilizada para calcular la tarifa de distribución y transmisión[27]. En cuanto al acceso al mercado de energía, el autogenerador debe estar representado por un comercializador o generador[28]. Esto significa contratos de representación y otro tipo de relaciones con otros agentes de la cadena.

Finalmente, los autogeneradores de energía eléctrica no deberán aportar a la contribución de solidaridad que

25 Resolución CREG 030, 2018, art. 18.
26 Decreto 1073, 2015, art. 2.2.3.2.4.1.
27 Decreto 1073, 2015, art. 2.2.3.2.4.2.
28 Decreto 1073, 2015, art. 2.2.3.2.4.4.

aplica a los usuarios del sector eléctrico, en relación con la energía producida para el propio consumo[29]. Sin embargo, de acuerdo con el artículo 289 de la Ley 1955 de 2019, actual Plan Nacional de Desarrollo, los autogeneradores con una capacidad instalada mayor a 10 MW deberán transferir el 6 % de sus ventas brutas por la generación propia en caso de utilizar fuentes convencionales (3 % a las CAR con destino a la protección del medio ambiente y otro 3 % a los municipios localizado en la cuenca hidrográfica inmediata a las instalaciones). En caso de que el auto generador use FNCE solo deberá transferir el 1 % de sus ventas brutas. Dichos recursos se destinarán a las comunidades étnicas de su área de influencia y municipios ubicados en el área del proyecto. Por tanto, si bien se grava la autogeneración, se establecen incentivos fiscales especiales para aquellos proyectos de autogeneración a gran escala que utilicen fuentes no convencionales de energía (FNCE).

Por otra parte, en el actual plan Nacional de Desarrollo se incorporó un mecanismo de mercado para promover no solo la resiliencia de la matriz energética, la adaptación y mitigación frente al cambio climático, sino además aumentar la participación de FNCE en el mercado mayorista. Así es que en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, se introduce el mecanismo conocido como Renewable Portfolio Standard, el cual implica que los comercializadores que participen en el mercado de energía mayorista deban comprar entre el 8 % y 10 % de su energía de FNCE, a través de contratos de largo plazo conocidos en la literatura internacional como Power Purcharse Agreements. Esta disposición es innovadora dentro del ordenamiento eléctrico colombiano, al establecer los mecanismos concretos financieros y

29 Decreto 1073, 2015, art 2.2.3.2.6.2,6.

de mercado que garanticen la participación de FNCE en el mercado y, en consecuencia, su participación en la matriz energética incremente. Con este fin, se estableció un mecanismo de subasta como método para asignar contratos a largo plazo de compra de energía a 15 años[30].

La regulación actual de la subasta de recursos renovables no convencionales se encuentra incorporada en la Resolución 40590 de 2019, la cual tiene cuatro características especiales:

– Es la primera subasta que promueve la participación de fuentes renovables no convencionales.

– Promoción de la compra de energía de proyectos de generación de más de 5 MW[31]. Con esta disposición se reconoce la participación de proyectos pequeños, los cuales anteriormente no podían participar en dichas subastas. Por ejemplo, la subasta anterior celebrada en febrero de 2019, solo permitía la participación de proyectos de generación de más de 10 MW[32].

– La obligación de suministro comenzará a partir del 1.° de enero de 2022[33].

No tiene en cuenta la capacidad instalada anual del proyecto de generación, como en subastas anteriores, sino que la oferta del generador debe establecerse por bloques de horas[34]. En este sentido, se espera una creación de precios más cercanos a tiempo real, reconociendo de esta manera no solo las características especiales de las FNCE, sino además los beneficios que las energías renovables variables proporciona en términos de flexibilidad.

---

30 Resolución 40591, 2019, art. 4.

31 Resolución 40591, 2019, art. 22.

32 Resolución 40591, 2019, art. 19, 31.

33 Resolución 40591, 2019, art. 5.

34 Resolución 40590, 2019, art. 20, literal b, I.

Pero ¿pueden los autogeneradores a gran escala participar de esta subasta? Los términos de la actual subasta no incorporan los autogeneradores como posibles participantes de las subastas, debido a que solo se reconocen como aquellos que participen del mercado mayorista, como lo son los generadores y los comercializadores[35]. Como afirmamos antes, los autogeneradores no pueden participar directamente en el mercado mayorista, sino a través de comercializadores o generadores. Y las reglas de subasta incorporadas en la Resolución 40590 de 2019 no mencionan un tratamiento particular para los autogeneradores.

Por lo anterior, si bien es posible que los autogeneradores a gran escala participen en dicha subasta solo lo podrán hacer siendo representados. Por lo que resta esperar a los resultados de la subasta para saber qué ofertas fueron presentadas y qué tipo de proyectos fueron seleccionados.

En conclusión, esta subasta es un importante mecanismo de mercado y de financiación para las FNCE, por lo que debería incluir condiciones particulares que permitan la participación de autogeneradores a gran escala de manera directa, reconociendo así los beneficios que traería al mercado en términos de mayor competencia y nuevas opciones de generación.

Redes y medidores inteligentes

Las redes inteligentes son una variedad de tecnologías de computación modernas adecuadas a lo largo del sistema eléctrico permitiendo el flujo bidireccional de electricidad e información. Esta serie de tecnologías facilitan el monitoreo y control de la red, la integración de tecnologías de

35 Resolución 40590, 2019, art. 30.

información y comunicación, la integración de generación distribuida y la mejor administración de la red de transmisión y distribución. Además, facilita la infraestructura para un mejor provecho de la medición la avanzada (AMI), de los medidores inteligentes y acoge la infraestructura para cargar los vehículos eléctricos.

Los medidores inteligentes o *smart meters* son, entre otros, tecnologías que hacen parte de las redes inteligentes. Esta tecnología permite el intercambio de información entre el usuario y el sistema eléctrico relativo al consumo, autogeneración y manejo de la demanda y el precio de la energía a tiempo real. En general, los medidores inteligentes son una herramienta fundamental que mejoran la toma de decisiones por parte del consumidor y sus hábitos de consumo[36].

Los medidores inteligentes hacen parte de la infraestructura de medición avanzada (AMI), que se considera el primer paso para la integración de redes inteligentes. El AMI es el sistema que recopila y analiza datos de medidores inteligentes, mediante comunicación bidireccional y permite administrar la energía y los servicios en función de esos datos. El AMI incluye *hardware* y *software* en las instalaciones del cliente, puntos de acceso que proporcionan una red de comunicación entre los clientes, el operador de red y las empresas comercializadoras. Los sistemas de gestión de datos permiten la medición, recopilación, gestión y análisis de los datos para su posterior procesamiento, lo que permite coordinar la interacción de todos los participantes de la industria[37].

---

36 Kixuan Zheng, David Wenzhong y Li Lin. *Smart meters in smart grid: an overview* (IEEE, 2013).

37 Trong Nghia Le, Wen–Long Chin y Dang Khoa Truong. Advanced metering infrastructure based on smart meters in smart grids. En *Smart Metering Technology and Services- Inspirations for Energy Utilities* (INTECH, 2016).

En relación con los medidores inteligentes, el Ministerio de Minas y Energía es el encargado de establecer la política general para su implementación con base en los estudios que se están realizando en la actualidad[38].

Tradicionalmente el comercializador minorista es el encargado de suministrar e instalar los medidores convencionales[39]. De acuerdo con el artículo 144 de la Ley 142 de 1994 donde los términos y tarifas aplicables a la instalación y uso de los medidores hacen parte del contenido del contrato de servicios públicos domiciliarios. La tarifa para la instalación del medidor es establecida por el comercializador, por cuanto la actividad de medición es una actividad de libre mercado. Lo anterior significa que los usuarios podrían adquirir sus equipos de medición de otros actores en la medida en que se cumplan los requisitos técnicos y de conexión[40].

Sin embargo, la Resolución 40072 de 29 de enero de 2018 del MME, modificada por la Resolución 40483 de 30 de mayo de 2019, establece el mecanismo para la implementación de la infraestructura de medición avanzada. El principal objetivo de esta resolución es facilitar la eficiencia energética, la respuesta a la demanda y la fijación de precios en tiempo real. Asimismo, la correcta integración de generación distribuida, autogeneración, almacenamiento de energía, vehículos eléctricos, dinamizando la competencia en el mercado minorista y creando espacio para mercados y servicios emergentes[41]. El ministerio encarga a la CREG la regulación de las condiciones para la implementación

38 Decreto MME 345, 2017, art. 2.2.3.2.4.6.

39 Resolución CREG 225, 1997, art. 1.

40 Ley 142, 1994, art. 144.

41 Resolución MME 40072, 2018, ART 4.

del AMI en temas de manejo de datos y, especialmente, en determinar quién será el responsable de la ejecución, instalación, administración, operación, mantenimiento y reposicionamiento del AMI. Dicho análisis debe considerar primero al operador de red, sin embargo, si decide que alguna otra parte debe estar a cargo, debe justificar dicha decisión[42]. Cabe señalar que en la primera versión de la resolución (Resolución 40072 de 29 de enero de 2018 sin modificaciones), el ministerio señaló que el distribuidor era el responsable de la implementación del AMI. Sin embargo, nuevos estudios[43] destacaron desafíos técnicos y financieros a esa decisión. La retroalimentación fue incorporada en una nueva resolución (Resolución 40483 del 30 de mayo de 2019), que encarga a la CREG realizar más estudios y análisis para identificar cuál es el agente más adecuado para ser responsable de la implementación de AMI y medidores inteligentes. Aunque este cambio suena racional en términos técnicos porque la CREG es la entidad encargada de regular la industria, habría sido más beneficioso que el ministerio mantuviese su posición y respaldara políticamente que el encargado de implementar el AMI es el operador de la red. Las características de todo el sistema eléctrico pueden cambiar y es importante que el gobierno nacional tenga una posición clara, brinde apoyo y la visión para emprender estos ambiciosos cambios.

El objetivo actual de despliegue de AMI es del 75 % de los usuarios conectados a la red para 2030[44]. Sobre este punto es importante señalar que en la primera versión de

---

42 Resolución MME 40483, 2019, art 3.

43 Colombia Inteligente. Lineamientos estratégicos: virtualización de la información. Acciones para la masificación de la medida en AMI. (2018) www.minenergia.gov.co

44 Resolución MME 40483, 2019, art 4.

la resolución (2018), el ministerio estableció un objetivo del 95 % de los usuarios conectados a la red y 50 % de usuarios fuera de la red. Dicho cambio puede ser resultado de una visión más realista, aunque igualmente ambiciosa de despliegue de AMI. Es importante recordar, que al tratarse de AMI no solo se refiere a medidores inteligentes, sino además a una serie de *hardware* y *software* a lo largo de la red de distribución que permite una operación más coordinada y eficiente de la red de esta. Estas tecnologías implican costos e inversiones adicionales que las empresas distribuidoras deberán realizar en veinte años. Dichas inversiones adicionales se verán reflejadas en el aumento de algunos de los componentes que integran la factura de electricidad.

Se han realizado varios proyectos piloto que han implementado a AMI a pequeña escala en Bogotá, Cali y Medellín. Un ejemplo de tal iniciativa es el proyecto desarrollado en el campus de la Universidad Nacional de Colombia, ubicado en Bogotá. Varias empresas tecnológicas y eléctricas están participando de este proyecto piloto y han donado equipos de medición inteligente para ser instalados en el campus de esta universidad y así aprender más sobre las funciones, beneficios y desafíos de algunos dispositivos inteligentes[45].

En la actualizad existe una resolución de la CREG que se encuentra en consulta. La resolución 131 de 2020 define las reglas y condiciones para la instalación y gestión de la infraestructura y de los datos de medición avanzada. Establece que el operador de la red es el encargado de

---

45 Universidad Nacional de Colombia. *Informe de instalación y puesta en servicio de medidores inteligentes en el campus universitario de la Universidad Nacional de Colombia* (Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, 2016).

realizar análisis de eficiencia sobre la implementación de AMI en la red que opera. El despliegue de AMI se hará si el beneficio supera los costos. Por tanto, se establece que el operador de red es el encargado de instalar, administrar, operar, mantener el AMI, y que para esto debe someter a aprobación de la CREG su plan de despliegue[46]. Asimismo, la resolución introduce un nuevo actor, el GIDI, una ESP encargada de realizar las funciones de gestión independiente de los datos y la información[47]. El operador de la red y el GIDI deberán garantizar esquemas de ciberseguridad y protección de datos.

Respuesta a la demanda

Respuesta a la demanda es reducir o postergar el consumo de energía de acuerdo con las señales de precio[48]. Dichas señales de precio pueden provenir del mercado o del comercializador, incluso del operador de la red.

La respuesta a la demanda es considerada una manifestación de la idea de *prosumers* por cuanto ejemplifica un rol más activo del consumidor, quien de acuerdo con señales de precio, modifica su propio consumo no solo porque se hace más económico consumir o no consumir en un determinado momento, sino incluso porque puede recibir incentivos económicos por dicha reducción.

En la Ley 1715 de 2014, se define la respuesta a la demanda como el patrón de consumo en respuesta a señales de precios e incentivos que conducen a un menor consumo[49].

---

46 Resolución CREG 131, 2020, art 10.
47 Resolución CREG 131, 2020, art 13.
48 Jacobs, 2017, 15.
49 Ley 1715, 2015, art. 5.

De igual manera, se dispone que la CREG será la encargada de regular las medidas necesarias para incentivar la respuesta de la demanda y la eficiencia energética a lo largo del sistema interconectado nacional[50]. En este punto se considera que hubiese sido mejor que la ley definiera los mecanismos para luego ser regulados por la CREG.

Asimismo, la Ley 1715 establece que para áreas no interconectadas el FENOGE[51] debe continuar apoyando las iniciativas de respuesta a la demanda y la eficiencia energética[52] (Ley 1715, 2014, art. 38).

De acuerdo con este marco legal, el Gobierno estableció la política nacional para promover la respuesta a la demanda a través del Decreto 2492 de 2014. En este decreto se plantea que la CREG al ser la autoridad encargada de definir los componentes para la remuneración de la actividad de transmisión y distribución, debe incluir componentes que incentiven un uso más eficiente de la infraestructura eléctrica, como es la posibilidad para los usuarios de conocer el precio de la energía a tiempo real[53]. Esto solo es posible a través de la instalación de medidores inteligentes que permiten a los consumidores interactuar con las dinámicas del mercado eléctrico.

Conforme a estas disposiciones legales y reglamentarias, la CREG en el 2015 reguló algunos mecanismos que

---

50 Ley 1715, 2015, art. 6, art. 31.

51 El Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge) financiar proyectos para brindar soluciones energéticas a las zonas no interconectadas. El dinero en este fondo proviene del mercado mayorista de electricidad, donde por cada Kw despachado por el mercado mayorista, el operador del sistema recolecta un peso para ser reasignado en el Fenogei.

52 Ley 1715, 2014, art. 38.

53 Decreto 2492, 2014, art. 1.

permitieran a los usuarios participar voluntariamente en programas de respuesta a la demanda.

Respuesta a la demanda para el mercado diario en condición crítica

Conforme a la resolución CREG 011 de 2015, se regula el programa de respuesta a la demanda para el mercado diario en condición crítica. Por "condición crítica" se entiende el momento en que el precio de bolsa es mayor al precio de escasez. Es decir, se reglamentan programas de respuesta a la demanda para contrarrestar situaciones de emergencia, por ejemplo, situaciones de escasez del recurso hídrico.

Este programa se caracteriza por la oferta al mercado mayorista de reducciones en la demanda de grupos de usuarios, quienes voluntariamente participan en estos programas[54]. Dichas reducciones serán presentadas por el comercializador quien representa la agrupación de reducciones ante el mercado mayorista[55]. En otras jurisdicciones un nuevo actor entra a participar en el mercado eléctrico, los agregadores, o en inglés, *aggregators*[56]. Estos son agentes del mercado quienes "agregan" o agrupan las reducciones de varios usuarios a los cuales representan y las ofrecen en el mercado eléctrico. Normalmente estos agregadores son actores diferentes a los actores tradicionales del mercado. En Colombia no existe esta figura y sus funciones son adelantadas por el comercializador.

Este comercializador, de acuerdo con el artículo 5 de la resolución, es de libre elección del usuario y puede ser

---

54 Resolución CREG 011, 2015, art. 2.

55 Resolución CREG 011, 2015, art. 4.

56 Jacobs, S. The Energy Prosumer. *Ecology Law Quarterly*, vol. 43 n.º 3 (2017).

diferente de aquel que realiza el suministro de energía. De igual manera, el comercializador será el encargado de brindar soporte al usuario para que su frontera comercial reporte al administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)[57]. De igual manera, el equipo de media necesario para participar de los programas de respuesta a la demanda deberá cumplir con los requisitos exigidos para equipos de medida de usuarios no regulados. En caso contrario el comercializador podría gestionar los ajustes necesarios para que esto se pueda hacer[58]. Tradicionalmente, es posible para usuarios no regulados que su frontera comercial reporte a la ASIC, por lo que tradicionalmente tiene mayor flexibilidad para responder a las señales del mercado. Esto rectifica la necesidad de la implementación de medidores inteligentes para que usuarios regulados también puedan participar de estos programas y no solo grandes usuarios de energía.

Es así, como el comercializador presenta oferta de respuesta a la demanda al mercado mayorista, fijando oferta de precio para las 24 horas y la cantidad de demanda a reducir en MW. El envío de ofertas y declaración de reducción se hace en el mismo plazo en que las plantas despachadoras de energía envían sus ofertas y declaran su disponibilidad[59]. Una vez enviada las ofertas al Centro Nacional de Despacho, este calculara la cantidad de consumo de energía a reducir a través de la respuesta de la demanda de tal manera que el precio de bolsa del predespacho ideal sea mayor o igual al 108 % del precio de escasez[60].

---

57 Resolución CREG 011, 2015, art. 5, 9 y 10.

58 Resolución CREG 011, 2015, art. 9.

59 Resolución CREG 011, 2015, art. 10.

60 Resolución CREG 011, 2015, art. 12.

Una vez el mercado ha asignado una determinada reducción, los usuarios se comprometerán a reducir su consumo de energía a cambio de recibir la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez[61]. La ASIC será la encargada de verificar dicha reducción[62]. En caso del incumplimiento de dichos compromisos de reducción, el comercializador que represente a dichos usuarios deberá pagar el costo de las desviaciones[63]. En este punto es importante recordar que el *smart meter* puede ser utilizado para dicha comunicación y acceso a la información entre mercado y usuario.

Finalmente, el valor a pagar a los usuarios por su contribución al sistema será entregado al comercializador quien se encargará de liquidarla a sus usuarios[64]. El costo por la intermediación del comercializador será asumido por el usuario y acordado por las partes[65]. En este punto podemos decir que dicho acuerdo tiene sentido entre usuarios no regulados y comercializador, pero es debatible en el caso de usuarios regulados, quienes no cuentan con el mismo poder de negociación que el comercializador. Esto significa que es el comercializador quien definirá unilateralmente el costo de intermediación. Sin embargo, en caso de que otros comercializadores presten estos servicios de intermediación, el usuario dispuesto a participar en la respuesta de la demanda escogerá el que mejores condiciones ofrezca. En caso contrario, es importante que la regulación supla la falta de competencia en este punto.

---

61 Resolución CREG 011, 2015, art. 8.
62 Resolución CREG 011, 2015, art. 12.
63 Resolución CREG 011, 2015, art. 8, par.
64 Resolución CREG 011, 2015, art. 4.
65 Resolución CREG 011, 2015, art. 14 par.

Demanda desconectable voluntariamente (DDV)

Sin embargo, la resolución CREG 011 de 2015 no fue la primera en regular programas de respuesta a la demanda. En el 2010, la CREG mediante Resolución 063 de 2010 reguló otro de los mecanismos utilizado para abastecer la demanda de energía en condiciones críticas. Este mecanismo es la demanda desconectable voluntariamente (DDV).

Este tipo de demanda se caracteriza por ser una cantidad de energía reducida en un día (kWh día) por parte de un comercializador[66]. Esta reducción de energía se pacta entre un generador y un comercializador en un contrato bilateral, por lo que este recurso no es despachado centralmente, diferente al de respuesta a la demanda en condición crítica.

En este mecanismo participan como compradores, los generadores con obligaciones de energía en firme y como vendedores, los comercializadores, quienes, a su vez, representan los usuarios que voluntariamente quieren participar en la demanda desconectable[67]. Sin embargo, los autogeneradores no pueden participar de este mecanismo, ni como compradores o vendedores[68]. Estos contratos deben ser registrados ante el ASIC y al CND para efectividad y operación del mecanismo[69].

Al suscribir un contrato de DDV, el usuario representado por el comercializador se obliga a reducir consumo de energía del SIN en contraprestación a un precio que será pagado por el generador, quien tiene a su cargo obligaciones de energía en firme. El usuario requiere de un equipo

66 Resolución CREG 063, 2010, art 4.
67 Resolución CREG 063, 2010, art 5.
68 Resolución CREG 063, 2010, art 5 par.
69 Resolución CREG 063 de 2010, art 7 y 9.

de medida específico para participar del mecanismo, de lo contrario el comercializador asistirá al usuario para su ajuste[70].

Las condiciones del contrato serán pactadas libremente por las partes, siguiendo los lineamientos de esta regulación[71]. Estos contratos deben ser registrados ante el ASIC por parte del generador[72].

Otro punto interesante se encuentra en el artículo 12 de la resolución, y es el deber de las ASIC de publicar diariamente en la web el nombre del comercializador y la cantidad de DDV KW/h día no comprometida en contratos, para que esa información sea utilizada por otros generadores que quieran contratar con él.

Conforme a estos dos mecanismos analizados, la utilización de ambos se refiere a situaciones críticas o de emergencia del sistema. Sin embargo, vale resaltar que la respuesta a la demanda no es solo un mecanismo que ayuda a solventar momentos de escasez del sistema, sino que puede ser utilizado en condiciones normales del sistema, como otro bien que puede ser transable en el mercado eléctrico. Es un mecanismo ideal para sortear desbalances del sistema, enviar señales a los usuarios que promuevan un mejor uso de la red y mejores hábitos de consumo que se resumen en incentivos económicos. En otras jurisdicciones, la respuesta a la demanda no solo se utiliza en situaciones de emergencia, sino en general como incentivo económico para estimular hábitos de consumo que reduzcan el estrés al sistema.

---

70 Resolución CREG 063, 2010, art 11 par.

71 Resolución CREG 063, 2010, art 8.

72 Resolución CREG 063, 2010, art 9 y 7.

Conclusiones

Colombia cuenta con una legislación y regulación específica aplicable a los *prosumers*. Lo anterior, considerando el régimen aplicable a los autogeneradores, generadores distribuidos y respuesta a la demanda, cuyo tratamiento legal será diferente dependiendo del tamaño del proyecto y, en otros casos, de la tecnología que se use. Es el caso de la aplicación de créditos de energía a pequeños autogeneradores usando fuentes no convencionales de energía.

Dicho tratamiento diferenciado, en algunas ocasiones, reconoce de manera favorable las particularidades de estos nuevos actores del sistema eléctrico. Por ejemplo, la existencia de procedimientos simplificados para la conexión de AGPE; o de la competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio como autoridad competente en caso de incumplimiento de obligaciones por parte del distribuidor en el contrato de conexión de autogeneradores a pequeña escala. Otro ejemplo, es que el AGPE basado en recursos no convencionales, este exento de pagar todos los componentes tradicionales de la factura de electricidad, en el caso de consumir energía de la red.

Sin embargo, en otras ocasiones el tratamiento diferenciado puede imponer restricciones a la entrada de nuevos actores, mientras beneficia a agentes tradicionales del mercado. Como los autogeneradores, quienes no son considerados agentes del mercado mayorista, los cuales deben ser representados por un comercializador, además, al no ser considerados agentes del mercado mayorista no pueden participar directamente de las subastas para la contratación a largo plazo de proyectos basados en fuentes no convencionales de energía.

Asimismo, es fundamental la implementación de una política clara para la instalación de medidores inteligentes.

La implementación efectiva de *smart meters*, principalmente, para usuarios regulados, es esencial en materia de créditos de energía y su participación en los programas de respuesta a la demanda y, en general, para que puedan responder activamente a las señales del mercado como ya lo vienen haciendo los usuarios no regulados. De igual manera se discute la necesidad de regulación de programas de respuesta a la demanda no solo para condiciones críticas o de emergencia, sino también en condiciones normales del sistema, como otro bien que puede ser transable en el mercado eléctrico.

Finalmente, es importante resaltar que la regulación de *prosumers* necesitará ser actualizada en la medida que las condiciones del mercado cambien y al nivel de aceptación de estas soluciones locales energéticas vayan reportando. En particular, sobre los niveles de disponibilidad de la red local para conectar nuevos autogeneradores o generadores distribuidos y mecanismos que permitan transacciones de energía entre consumidores (P2P).

Bibliografía

Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas. (15 de octubre de 1996) Por la cual se reglamentan las actividades del Autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN). [Resolución 084 de 1996].

Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas. (15 de diciembre 1997) Por la cual se establece la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad para usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. [Resolución CREG 225 de 1997]

Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas. (5 de mayo de 2010) Por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente. [Resolución CREG 063 de 2010] DO. 47.700.

Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas. (26 de mayo 2015), por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario al mecanismo existente en el Mercado de Energía Mayorista. [Resolución CREG 40791 de 2018].

Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas. (28 de mayo de 2015) Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica. [Resolución CREG 011 de 2015] DO. 49.525.

Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas. (1 de marzo de 2018) Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. [Resolución CREG 030 del 2018]. DO 50.522

Congreso de Colombia. (11 de julio de 1994) Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. [Ley 142 de 1994] DO. 41.433.

Congreso de Colombia. (13 de mayo de 2014), Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. [Ley 1715 de 2014] DO: 49.150.

Congreso de Colombia. (25 de mayo de 2019), Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. [Ley 1955 de 2019] DO: 50.964.*Dinero* (2019). ¿Fracasó la subasta de energías renovables? [en línea]. Recuperado de https://www.dinero.com/pais/articulo/resultados-de-la-subasta-de-energias-renovables/267638.

El Tiempo (2019). Colombia alista cambio del contador de luz de 11 millones de hogares. Recuperado de https://www.eltiempo.com/economia/sectores/cambio-del-contador-de-energia-en-hogares-de-colombia-175936 [Consultado el 12 de abril de 2019]

Kixuan Zheng, David Wenzhong y Li Lin. *Smart meters in smart grid: an overview*. IEEE, 2013.

International Energy Agency. *Technology Roadmap: Smart Grids*. 2011.

Jacobs, S. The Energy Prosumer. *Ecology Law Quarterly,* vol. 43 n.º 3 (2017).

Ministerio de Minas y Energía. (3 de diciembre 2014). Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda. [Decreto 2492 de 2014] DO. 49.354.

Ministerio de Minas y Energía. (26 de mayo 2015) Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía. [Decreto MME 1073 de 2015].

Ministerio de Minas y Energía. (1 de marzo de 2017) Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala. [Decreto MME 348 de 2017]

Ministerio de Minas y Energía. (9 de julio de 2019) Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el mercado de energía mayorista en cumplimiento de los

objetivos establecidos en el Decreto 570 de 2018. [Resolución CREG 40590 de 2019]. DO. 51009.

NUR ASYIK, H, ZAHIR, P. y AKHTAR, K. Impact of Distributed Generation on Smart Grid Transient Stability. *Smart Grid and Renewable Energy*, 1 (2011).

OLIVER, J. SOVACOOL, B. The Energy Trilemma and the Smart Grid: Implications beyond the United States. *Asia & the Pacific Policy Studies*, vol. 4 n.º 1 (2017).

TRONG NGHIA LE, WEN–LONG CHIN y DANG KHOA TRUONG. *Advanced metering infrastructure based on smart meters in smart grids, en Smart Metering Technology and Services- Inspirations for Energy Utilities*. INTECH, 2016.

Unidad de Planeación Minero Energética. (3 de febrero de 2016) Por la cual se establecen los Requisitos y procedimientos para emitir la certificación y avalar los proyectos de fuentes no convencionales de energía. [Resolución UPME 045 de 2016].

Universidad Nacional de Colombia. *Informe de instalación y puesta en servicio de medidores inteligentes en el campus universitario de la Universidad Nacional de Colombia*. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, 2016.

UPME. *Smart Grids Colombia Visión 2030–Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia*. 2016.

Universidad Externado de Colombia

El número catorce de la Colección de Regulación Minera y Energética es una edición especial, conmemorativa de los veinte años de trayectoria del Departamento de Derecho Minero-Energético, y también única por la pluralidad de temas abordados, su extensión y enfoque. Es así como en esta edición se reúnen artículos asociados al sector minero, de hidrocarburos, al sector eléctrico y trabajos transversales relacionados con los aspectos sociales, regulatorios, corporativos y ambientales del sector minero-energético.

