



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 051 DE 2024

(13 JUN. 2024)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en su sesión No. 1322 del 13 de junio de 2024, aprobó someter a consulta pública el proyecto de resolución “*Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones*”, por un término de quince (15) días hábiles, contados a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG.

En consecuencia, se invita a los agentes regulados, usuarios, autoridades competentes y demás interesados a presentar sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta dentro del término estipulado ante la Dirección Ejecutiva de la CREG, mediante comunicaciones electrónicas dirigidas al Director Ejecutivo de la CREG, a la cuenta creg@creg.gov.co, con asunto: “Comentarios sobre la Resolución CREG 701 051 de 2024”, utilizando el formato anexo.

Al vencimiento de la consulta pública, la CREG determinará si el proyecto debe ser informado a la Superintendencia de Industria y Comercio, para el ejercicio de la Abogacía de la Competencia, con fundamento en las disposiciones del Decreto 1074 de 2015, Artículo 2.2.2.30.5.



Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524, 2253 de 1994, 1260 de 2013 y 2236 de 2023

CONSIDERANDO QUE :

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

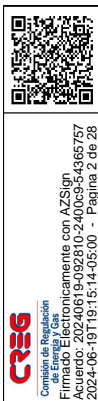
El artículo 370 de la Constitución Política asigna al Presidente de la República la función de señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios. Los servicios públicos hacen parte de las finalidades del Estado Social de Derecho.

Según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la CREG, entre otras, las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. Así mismo, tiene la función de establecer los criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas, y entre éstas y los grandes usuarios.

El literal b) del artículo mencionado atribuye a la CREG la facultad de expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad, uso eficiente de energía, y de establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas, y entre éstas y los grandes usuarios.

Por principio de eficiencia económica, según la Ley 142 de 1994, se entiende: *“(...) que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste”.*

El parágrafo del artículo 18 de la Ley 142 de 1994, relacionado con el objeto de las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios se dispone:



“Independientemente de su objeto social, todas las personas jurídicas están facultadas para hacer inversiones en empresas de servicios públicos. En el objeto de las comunidades organizadas siempre se entenderá incluida la facultad de promover y constituir empresas de servicios públicos, en las condiciones de esta Ley y de la ley que las regule. En los concursos públicos a los que se refiere esta Ley se preferirá a las empresas en que tales comunidades tengan mayoría, si estas empresas se encuentran en igualdad de condiciones con los demás participantes”.

El artículo 23 de la Ley 143 de 1994 señala que corresponde a la CREG *“Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia”.*

Posteriormente, el Gobierno Nacional expidió la Ley 1715 de 2014, la cual tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional.

El artículo 5 de la citada ley, incluye la definición de autogeneración como *“Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin”.*

En particular, para la autogeneración a pequeña escala, la Ley 1715 de 2014 determinó que los elementos para promover esta actividad deben tener en cuenta la definición de mecanismos simplificados de conexión y la entrega de excedentes, así como la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo para esta actividad.

La mencionada ley, le confirió a la CREG la facultad de definir las normas para la remuneración de los excedentes que generen autogeneradores de pequeña escala, que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), los cuales se reconocerán mediante un esquema bidireccional como créditos de energía.

Así mismo, la Ley 1715 de 2014 en su artículo 5, define la Generación Distribuida (GD) como *“la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin”.*

En las Zonas no Interconectadas (ZNI), la actividad de generación se lleva a cabo en los mismos términos descritos en la definición de generación distribuida antes señalada; por tanto, la Resolución CREG 038 de 2018 dispuso en su artículo 19 lo siguiente, respecto de la generación distribuida en ZNI: *“La regulación de la actividad de generación distribuida en las zonas no interconectadas se encuentra contenida en la Resolución CREG 091 de 2007 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan”.*



En cumplimiento de lo dispuesto en el literal b del numeral 3 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) definió mediante Resolución UPME 281 de 2015 el límite máximo de potencia para autogeneración a pequeña escala, equivalente a 1 MW, el cual corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.

El parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 929 de 2023, establece que los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FN CER están exentos del cobro de energía reactiva.

El artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, Plan Nacional de Desarrollo adicionó al artículo 5 de la Ley 1715 de 2014, el numeral 25, definiendo las Comunidades Energéticas.

Mediante el Decreto 2236 de 2023 *"Por el cual se adiciona al Decreto 1073 de 2015 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia"*, se determinó la naturaleza jurídica y los objetivos de las comunidades energéticas.

El artículo 2.2.9.1.13 del citado decreto señala que "(...) *la UPME definirá lo relativo al límite máximo de potencia y dispersión en áreas urbanas y rurales*" y que *"la CREG establecerá los términos y condiciones para asegurar el acceso y conexión a las redes eléctricas de conformidad con los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio"*.

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 2.2.9.1.13 del citado decreto, la UPME mediante la Circular 037 de 2024 publicó para comentarios el proyecto de resolución *"Por el cual se establecen los límites máximos de potencia y dispersión de autogenerador colectivo y generador distribuido colectivo"*, donde se propone que el límite máximo de potencia de la actividad de autogeneración colectiva y generación distribuida colectiva sea de 5 MW y que podrán situarse dentro de un mismo Sistema de Distribución Local (SDL).

Por su parte, mediante la Resolución 14136 de 2024, el MME creó el Registro Único de Comunidades Energéticas (RUCE) con base en lo dispuesto por los artículos 2.2.9.1.12. y 2.2.9.1.11. del Decreto 2236 de 2023, con el fin de promover el desarrollo de las comunidades energéticas y la articulación con la política energética nacional.

En el marco de lo señalado en el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, en lo que respecta a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica por parte de las comunidades energéticas, para la protección de los usuarios finales se deberán atender las disposiciones legales y regulatorias contenidas en la Ley 142 de 1994, la Resolución CREG 108 de 1997 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión No. 1322 del 13 de junio de 2024, acordó expedir esta resolución.



R E S U E L V E :**TÍTULO I. DISPOSICIONES GENERALES**

Artículo 1. Objeto. Integrar la regulación vigente y regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de las Comunidades Energéticas (CE) al Sistema de Distribución Local (SDL) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI), conforme a lo estipulado en el Decreto 2236 de 2023.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a quienes realicen las actividades de autogeneración colectiva y generación distribuida colectiva de que trata el Decreto 2236 de 2023; así como a las personas prestadoras de servicios públicos de que trata el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 1. Las CE que se constituyan a través de contrato o convenio asociativo para desarrollar las actividades de generación, comercialización y uso eficiente de la energía a través de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos, deben pactar las condiciones en que van a realizar dichas actividades en el marco de las disposiciones legales y regulatorias vigentes para cada una de ellas.

Parágrafo 2. Las disposiciones legales y regulatorias a las que se hace referencia en la presente resolución, incorporarán las adiciones, modificaciones o sustituciones que se hagan con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 3. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994, Decreto 2236 de 2023 y en las resoluciones vigentes de la CREG y aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan, las siguientes:

Autogeneración Colectiva (AGRC). Actividad realizada por la comunidad energética que produce energía, principalmente, para atender su propia demanda de energía. En el evento en que se generen excedentes de energía a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la CREG para tal fin.

Autogenerador Colectivo (AC). Usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos que constituyen una comunidad energética para desarrollar la actividad de autogeneración colectiva.

Capacidad instalada o nominal del Autogenerador Colectivo o de un Generador Distribuido Colectivo. La capacidad instalada o nominal del AC o de un Generador Distribuido Colectivo (GDC) es la sumatoria de las capacidades instaladas o nominales individuales de cada uno de los sistemas de generación que hacen parte del AC o de un GDC.

Comunidad Energética (CE). Los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de Fuentes No



Convencionales de Energías Renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.

Las Comunidades Energéticas podrán ser conformadas por personas naturales y/o jurídicas. En el caso de las personas naturales y de las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas, podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, con base en los criterios de focalización que defina el Ministerio de Minas y Energía. La infraestructura que se desarrolle con recursos públicos podrá cederse a título gratuito a las Comunidades Energéticas, en las condiciones que defina el Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con las entidades competentes.

Los parámetros de capacidad instalada, dispersión en áreas urbanas y en áreas rurales, y mecanismos de sostenibilidad serán definidos por el Ministerio de Minas y Energía y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

La CREG definirá en el marco de sus competencias las condiciones asociadas a los términos de la prestación del servicio de la Comunidad Energética.

Las Comunidades Energéticas, en lo relacionado con la prestación de servicios, serán objeto de inspección, control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos.

Frontera de ZNI. Corresponde al punto de medición en el cual se miden y registran las transferencias de energía desde o hacia un sistema de distribución.

Generación Distribuida Colectiva (AGDC). Es la producción de energía eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL) o a una microrred. La entrega de la energía al SDL se rige bajo la regulación que establezca la CREG para tal fin.

Generador Distribuido Colectivo (GDC). Es una Comunidad Energética que realiza la actividad de Generación Distribuida Colectiva.

Importación de Energía del Autogenerador Colectivo. Cantidad de energía eléctrica consumida desde las redes del SDL en el SIN o desde el sistema de distribución en ZNI por un Autogenerador Colectivo, expresada en kWh.

Mercado de Comercialización en el SIN. Conjunto de Usuarios Regulados y No Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional (STR) y/o Distribución Local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR. (Resolución CREG 119 de 2007)

Mercado de Comercialización en ZNI. Conjunto de usuarios conectados a un mismo sistema de distribución.

Potencia máxima declarada del Autogenerador Colectivo o de un Generador Distribuido Colectivo y la potencia máxima individual. Es la potencia máxima declarada en el momento del registro de la frontera comercial para entrega de excedentes de energía y declarada durante el procedimiento de



conexión. Será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en un punto de conexión.

Representante de la Comunidad Energética. Persona natural o jurídica que representa a la Comunidad Energética conforme a los términos establecidos en el Acuerdo o Convenio Asociativo.

Artículo 4. Deberes y derechos de los integrantes de la comunidad energética. Los usuarios de todas las comunidades energéticas tendrán los deberes y derechos establecidos en la Resolución CREG 108 de 1997 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios, a excepción de los usuarios de comunidades energéticas constituidas con base en las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas (CEEP), quienes tendrán derecho a:

- Que las tarifas por el pago del servicio no sean superiores a las que publica el comercializador integrado con el OR del sistema al cual se conectan, ni podrán tener cobros adicionales para el suministro del servicio, a los que hubiesen tenido si estuviesen conectados directamente.
- Que el Representante de la Comunidad Energética resuelva sus inquietudes y atienda sus reclamos respecto de la facturación del servicio.
- Obtener servicios complementarios con precios iguales o inferiores a los que ofrece el prestador del servicio que atiende la frontera de conexión.
- Independizar sus consumos e instalar los medidores que correspondan cuando así lo requieran.

Parágrafo. En el caso de que un usuario de una comunidad energética provenga de un mercado de comercialización donde se cobre el costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria (COT), dicho usuario deberá seguir pagando este costo hasta su finalización.

Artículo 5. Condiciones para la comercialización de energía por la CE. Las CE que tengan por objeto la comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados o no regulados, deberán dar cumplimiento a lo establecido en la resolución CREG 156 de 2011 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la comercialización de energía eléctrica, a excepción de las CEEP que realicen transacciones de energía eléctrica a usuarios al interior de su frontera agregadora.

Artículo 6. Condiciones para las transacciones de energía al interior de una CEEP. Para el desarrollo de las transacciones de energía entre los integrantes de una CEEP, el representante de la CE tendrá que dar cumplimiento, como mínimo, a:

- Las disposiciones del Artículo 4 de esta resolución en cuanto a la protección de derechos de los usuarios miembros de la CE.



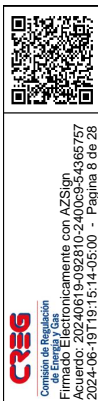
- Entregar la información que soliciten la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- Pagar los montos correspondientes al resto de agentes de la cadena, oportunamente y de acuerdo con lo establecido en la ley y la regulación.
- Recaudar y transferir los dineros correspondientes a las contribuciones de solidaridad en los plazos y condiciones que establecen las normas que reglamentan el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos.
- Informar a los integrantes de la comunidad los valores que correspondan al pago del servicio, independientemente de los que correspondan a subsidios, contribuciones y las demás obligaciones a que haya lugar.
- Atender las solicitudes de prestación del servicio de energía eléctrica de los Usuarios Potenciales.
- Definir y publicar el acuerdo de la comunidad energética (ACE), o el acuerdo de las condiciones de los contratos que ofrece, si la comunidad tiene como objeto la atención de Usuarios regulados.
- Cumplir el Código de Medida, definido en la Resolución CREG 038 de 2014.

TÍTULO II. COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, SIN

CAPÍTULO 1 – CONEXIÓN

Artículo 7. Consideraciones generales. Para el proceso de conexión de las comunidades energéticas en el SIN se deberá tener en cuenta que:

- a) En caso de la conexión de un usuario nuevo en el sistema y que pretenda convertirse posteriormente en AC, se deberán aplicar las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021 para recibir la aprobación de su conexión como usuario. Los usuarios existentes que requieran su conexión como AC no requieren del cumplimiento de este literal.
- b) Para la conexión de un AC o GDC cuya capacidad instalada sea igual o menor al límite para ser Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE), aplicarán las reglas de la Resolución CREG 174 de 2021, para cuyo efecto el AC se deberá asociar con la normatividad dispuesta para el AGPE mientras que el GDC se deberá asociar a la normatividad dispuesta para el GD.
- c) Para la conexión de un AC o GDC cuya capacidad instalada sea superior al límite definido en la Resolución UPME 281 de 2015 y cuya potencia máxima declarada sea inferior a 5 MW, se aplicarán los procedimientos de las resoluciones CREG 174 de 2021 y 024 de 2015.
- d) Para la conexión de un AC o GDC cuya capacidad instalada sea superior al límite definido en la Resolución UPME 281 de 2015 y cuya potencia máxima



declarada sea superior o igual a 5 MW, se aplicarán los procedimientos de las resoluciones CREG 075 de 2021 y 024 de 2015.

- e) La ventanilla de que trata la Resolución CREG 174 de 2021 deberá incluir las solicitudes de conexión de los potenciales AC y GDC.

Artículo 8. Procedimientos de conexión y requisitos de operación en caso de aplicarse la Resolución CREG 174 de 2021. Para todos los efectos se hará la aplicación por punto de conexión y teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

1. La capacidad instalada o nominal individual se debe declarar para cada uno de los puntos de conexión donde se tendrá conexión al Sistema de Distribución Local, SDL.
2. La potencia máxima se debe declarar de forma individual para cada uno de los puntos de conexión donde se entregará energía al SDL.
3. Las comunidades energéticas deben incluir en el registro todos los equipos de generación que se utilizarán.
4. Las fechas de entrada en operación de las fronteras comerciales que integren una misma comunidad pueden ser diferentes.
5. A cada punto de conexión le aplicarán los documentos de que trata el artículo 14 de la Resolución CREG 174 de 2021. Deberá adicionarse a lo solicitado en dicho artículo los siguientes documentos:
 - a) Un documento o carta donde se especifiquen los integrantes de la comunidad: cantidad de usuarios (con su respectivo Numero Identificación de Usuario (NIU), cuando aplique), las fronteras comerciales con su respectivo código SIC y los GD que existan; identificando las fronteras con excedentes de energía.
 - b) El Acuerdo o Convenio de Conformación de la Comunidad Energética, ACE, que deberá contener como mínimo la siguiente información:
 - Datos del representante de la CE y sus suplentes (nombre y apellidos o número de identificación, dirección y número de teléfono fijo y/o móvil, correo electrónico).
 - Porcentaje de Distribución de los Excedentes y Consumos (PDEC) de la CE para cada uno de los NIU pertenecientes a la CE o para cada frontera comercial que contenga.
 - Declaración mediante la cual cada integrante de la CE confirma que conoce las condiciones del acuerdo o convenio de participación en la comunidad energética.
 - c) Registro de la CE en el Registro Único de Comunidades Energéticas, (RUCE), de acuerdo con lo establecido en la resolución del Ministerio de Minas y Energía 40136 de 2024.
6. En cada punto de conexión el AC podrá solicitar el cambio de medidor a uno bidireccional horario o a uno de medición avanzada, para lo cual el agente



comercializador que lo representa tendrá un plazo de 15 días hábiles a partir de la solicitud para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación; previa confirmación de disponibilidad del equipo por parte del agente.

Artículo 9. Fronteras Comerciales de una CE. Las fronteras comerciales pertenecientes a un mismo AC o GDC deberán ser representadas por el mismo agente comercializador o generador, según el caso, y deberán cumplir los requisitos contenidos en las resoluciones CREG 156 y 157 de 2011.

Los usuarios, GDC o AC integrantes de fronteras comerciales asociadas con las CEEP representadas por el mismo agente comercializador o generador, según el caso, están exceptuados del cumplimiento de lo establecido en el literal d. del numeral 7 del artículo 4 de la Resolución CREG 157 de 2011 y del cumplimiento de lo establecido en el Artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011.

Parágrafo. En cualquier momento un integrante de una CE puede retirarse de la misma y escoger ser atendido por el comercializador de su preferencia, para lo cual deberá cumplir con los requisitos de medida correspondientes.

Artículo 10. Adición o retiro de usuarios como integrantes de una CE. Se deberá tener en cuenta lo siguiente:

1. Un AGPE, un GD o un usuario potencial, nuevo o existente podrá adicionarse a un AC o un GDC, para lo cual se deberá entregar: a) el formulario de conexión simplificado actualizado; b) una carta en la cual se explique e indique la nueva constitución y aceptando las nuevas condiciones que les aplique conforme a esta resolución; y c) la suscripción del ACE de conformación del AC.

Para el cambio de constitución de usuario AGPE a integrante de un AC o un GDC, dicho usuario deberá finalizar su relación con el comercializador que lo representa conforme las reglas de las Resoluciones CREG 135 de 2021 y 174 de 2021.

Igualmente, para el cambio de constitución de un GD a integrante de un AC o un GDC, se deberá finalizar la relación con el comercializador o generador al que le vende energía o que lo representa conforme las reglas de la Resolución CREG 174 de 2021.

2. Cuando se retire un integrante de un AC o un GDC, se deberá: a) informar al OR y al representante de la frontera comercial; b) enviar el formulario de conexión simplificado actualizado; c) enviar un documento o carta donde se indique que se trata de un retiro de un integrante de un AC o de un GDC, identificando el NIU o la identificación de la frontera de generación, esto para cada uno de los integrantes o de las fronteras comerciales que se retiran.
3. En el caso de retiro o de incorporación de un integrante a una CE, dicho integrante conserva las responsabilidades de pago de costo de opción tarifaria que correspondan, según lo definido en la Resolución CREG 101 028 de 2023.

CAPÍTULO 2 – OPERACIÓN

Artículo 11. Operación de los activos eléctricos al interior de una CE.



CREG
Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240619-092810-2400c9-54365757
2024-06-19 11:19:15:14-05:00 - Pagina 10 de 28

Cuando los activos eléctricos a los que se conecta un integrante de la comunidad sean de uso y responsabilidad de un OR, se deberá cumplir con lo establecido en las resoluciones CREG 070 de 1998 y 015 de 2018.

En caso de que la red de uso llegue hasta el punto de conexión de la frontera que agregue varios integrantes de una CE, la remuneración por los activos eléctricos al interior de la CE será la resultante del común acuerdo entre las partes, lo cual deberá ser registrado en el ACE, sin que en ningún momento se superen los cargos por uso del nivel de tensión correspondiente del SDL al cual se conecta la frontera agregadora.

En este último caso, lo relacionado con los activos eléctricos al interior de la comunidad, su manejo y toda la responsabilidad asociada con los mismos es de la misma comunidad energética. Estas actividades no corresponden a la actividad de distribución de energía eléctrica de que trata la Ley 142 de 1994. La responsabilidad del OR llega hasta el punto de conexión de la CE a dicho sistema.

Artículo 12. Cargo por respaldo para conexiones de AC. Para la conexión de comunidades energéticas que desarrollen la actividad de AGRC, el valor por respaldo de red será el resultante de la aplicación del Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018 por cada punto de conexión, donde son exceptuadas del pago aquellas conexiones con capacidad instalada inferior a 100 kW.

Artículo 13. Calidad del servicio en el punto de conexión. La calidad del servicio brindada por el OR en el punto de conexión de una comunidad energética interconectada al SDL se medirá a través de los indicadores de calidad media e individual establecidos en el numeral 5.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018. Asimismo, se aplicará el esquema de incentivos y compensaciones establecidos en el mencionado numeral.

Para el cálculo de los indicadores de calidad media e individual cada frontera comercial que la CE registre en el SIN deberá ser considerada como un usuario final.

Para la comunidad energética cuya interconexión con el SIN tenga una antigüedad menor a cinco años se deberá aplicar lo dispuesto en el numeral 5.2.14.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

Artículo 14. Calidad del servicio para los integrantes de una comunidad con frontera agregadora. Las condiciones de calidad del servicio que se brindarán al interior de la comunidad energética deberán ser incluidas, en términos de duración y frecuencia, en el ACE.

Artículo 15. Indisponibilidad de red para entrega de excedentes. Ante indisponibilidad de la red del SDL para la entrega de excedentes por parte de un AC, se aplicará lo dispuesto en el numeral 5.2.8 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

Artículo 16. Energía Reactiva. Por cada punto de conexión al SDL se determinarán los costos por el transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites de que trata la Resolución CREG 015 de 2018, considerando un factor M igual a 1 durante los 24 meses contados a partir de su conexión al SDL.



El OR deberá informar al representante de la comunidad energética respectiva sobre las responsabilidades de pago a este respecto en el momento de la conexión.

CAPÍTULO 3 – REMUNERACIÓN DE EXCEDENTES

Artículo 17. Reconocimiento de excedentes de un AC. Los excedentes de un AC se reconocerán de acuerdo con las siguientes disposiciones, para lo cual se deberá asociar el AC con la normatividad dispuesta para el AGPE o el Autogenerador a Gran Escala (AGGE), según corresponda:

1. Para AC con capacidad instalada o nominal por usuario menor o igual a 100 kW, aplica lo establecido en el numeral 1 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021.
2. Para AC con capacidad instalada o nominal por usuario mayor a 100 kW (0,1 MW) y menor o igual a 1.000 kW (1MW), aplica lo establecido en el numeral 2 del artículo 25 de la Resolución 174 de 2021.
3. Si su capacidad instalada es mayor al límite de potencia máximo definido en la Resolución UPME 281 de 2015, los excedentes se podrán comercializar según la capacidad de acuerdo con las reglas de la Resolución CREG 024 de 2015 y la Resolución 096 de 2019.

Artículo 18. Comercialización de energía excedentaria de los AC. La comercialización de energía excedentaria de los AC se registrará por la regulación de la resolución CREG 174 de 2021 en su Capítulo V, para lo cual se deberá asociar el AC con la normatividad dispuesta para el AGPE, sujeto a las siguientes disposiciones:

1. El cálculo de los excedentes de un AC asignables al usuario u miembro de la comunidad energética se realiza de acuerdo con la siguiente expresión.

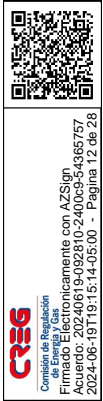
$$ExcAC_{i,j,n,m,u} = PDEC_{i,j,n,m,u} * \sum_{u=1}^U Exc_{i,j,n,m,u}$$

Donde:

$ExcAC_{i,j,n,m,u}$: Excedente de energía en el mes m asignable al usuario u , perteneciente al AC, en el nivel de tensión n que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i , en kWh.

$PDEC_{i,j,n,m,u}$ Porcentaje de Distribución de los Excedentes y Consumos (PDEC) del AC, para el punto de medición del usuario u , que se encuentra en el nivel de tensión n , en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i . Estos valores se encuentran en el ACE y están declarados en el formulario de conexión simplificado. Deberá cumplirse que:

$$\sum_{u=1}^U PDEC_{i,j,n,m,u} = 1$$



U Número total de fronteras comerciales con entrega de excedentes y consumos asociadas al AC en el mercado de comercialización j por el comercializador i .

$Exc_{i,j,n,m,u}$: Excedente de energía en el mes m en la frontera de comercialización del usuario u , perteneciente al AC que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i , en kWh.

2. Cálculo de los excedentes tipo 1 $Exc1_{i,j,m,u}$ para los usuarios miembros del AC de los que trata el artículo 26 de la resolución 174 de 2021 para los usuarios miembros de un AC.

Se calcula como la suma los excedentes del AC asignables al usuario u de los que trata en el numeral 1 de este artículo, en todas las horas del mes m , iniciando a partir de la primera hora de dicho mes y que como máximo podría llegar al valor de $Imp_{i,j,m,u}$. Por lo anterior, el valor resultante de energía puede tomar valores entre cero (0) y $Imp_{i,j,m,u}$.

3. Cálculo de los excedentes tipo 2 $Exc2_{i,j,m,h,u}$, de los que trata el artículo 26 de la resolución 174 de 2021 para los usuarios miembros de un AC.

Se calcula como la suma de todo excedente del AC asignable al usuario u de los que trata en el numeral 1 de este artículo, en la hora h , en kWh, iniciando h en la hora hx para el mes m , en el mercado de comercialización j .

Artículo 19. Información al AC por la entrega de excedentes. El comercializador que recibe energía de un AC es el responsable de la liquidación, incorporando en cada factura información detallada de importaciones y excedentes de energía, cobros, valor a pagar al AC por parte del comercializador o valores a favor del comercializador, entre otros, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 26 de la Resolución CREG 174 de 2021, para lo cual se deberá asociar el AC con el AGPE o el AGGE, según corresponda.

Artículo 20. Tratamiento de excedentes de los AC en el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), y el Liquidador y Administrado de las Cuentas (LAC), en el Mercado Mayorista de Energía. Se debe aplicar lo establecido en el artículo 24 de la Resolución CREG 174 de 2021, para lo cual se deberá asociar el AC con el AGPE o el AGGE, según corresponda.

Artículo 21. Comercialización de la energía de un GDC. La comercialización de energía de un GDC se reconocerá de acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021, para lo cual se deberá asociar el GDC con la normatividad dispuesta para el GD, sujeto a las siguientes disposiciones:

1. Para los GDC con capacidad instalada inferior a 1MW por usuario miembro de la CE, siempre y cuando en el mismo circuito exista una carga con capacidad equivalente o superior a dicha capacidad instalada, los beneficios de los que trata el literal b) del artículo 22 de la resolución 174 de 2021 son los mismos contenidos en dicha resolución.
2. Para los GDC con capacidad instalada superior a 1MW por usuario miembro de la CE, los beneficios de los que trata el literal b) del artículo 22 de la resolución 174 de 2021 son iguales a cero.



Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240619-092810-2400c9-54365757
2024-06-19 11:15:14-05:00 - Página 13 de 28

Artículo 22. Indicadores de integración de los AC y GDC al SDL. Se deberán tener en cuenta los siguientes lineamientos:

1. Cuando la cantidad de energía anual entregada por los AGPE, GD, AC y GDC en un mercado de comercialización supere el 4% de la demanda comercial regulada anual de ese mercado, la CREG podrá revisar y modificar las condiciones de remuneración que se establecen en esta resolución.
2. El ASIC deberá suministrar a la CREG, semestralmente, en los meses de enero y julio de cada año, el reporte de la energía inyectada a la red por los AC y los GDC, durante el semestre anterior, con detalle diferenciado para AC y GDC, de tal forma que se pueda identificar como mínimo la siguiente información:
 - a) La cantidad total de AC y GDC para los cuales es el reporte.
 - b) Discriminación de la cantidad de energía en forma horaria, por mercado de comercialización y agente comercializador o agente generador que adquiere la energía y tipo de mercado (regulado o no regulado).
 - c) El cálculo por mercado de comercialización de que trata el numeral 1 de este artículo.

Artículo 23. Traslado del costo de compras de energía a los AC y los GDC. En el Anexo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021 se definen las componentes de traslado del costo que tienen relación con compras de los AGPE y los GD para la aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007.

Para efecto de registrar la energía y los precios de los AC y los GDC en las respectivas fórmulas del costo unitario de prestación del servicio, en las variables dispuestas para los AGPE en la Resolución CREG 174 de 2011 se deberán sumar las que correspondan con los AC y en las variables dispuestas para los GD en la Resolución CREG 174 de 2011 se deberán sumar las que correspondan a los GDC.

TÍTULO III. COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

CAPÍTULO 1 – ASPECTOS GENERALES PARA LA ARMONIZACIÓN DE AUTOGENERACIÓN COLECTIVA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA COLECTIVA EN ZNI

Artículo 24. Fronteras de ZNI. Las fronteras de ZNI se clasifican de la siguiente forma:

- a) **Frontera de generación distribuida o de generación distribuida colectiva:** Frontera en la que se dan las transferencias de energía entre un generador distribuido o generador distribuido colectivo y el sistema de distribución.
- b) **Frontera de usuario:** Frontera en la que se dan las transferencias de energía que el permiten al comercializador determinar el consumo de energía de un usuario.



c) Frontera de autogeneración o de autogeneración colectiva: Frontera en la que se registran de manera independiente las transferencias de la energía que recibe el autogenerador o el autogenerador colectivo y las transferencias de la energía que entrega el autogenerador o el autogenerador colectivo al sistema de distribución.

Parágrafo 1. La frontera de autogeneración colectiva en la que se encuentra conectado un único integrante de una comunidad energética tendrá el tratamiento de una frontera de usuario para efectos de lo previsto en la Resolución CREG 108 de 1997.

Parágrafo 2. Podrán existir fronteras de usuario embebidas en fronteras de autogeneración colectiva.

Parágrafo 3. Podrá utilizarse un mismo medidor bidireccional, de forma compartida, como frontera de generación distribuida o generación distribuida colectiva y como frontera de usuario. La transferencia de energía hacia el sistema de distribución corresponderá a las ventas de la frontera de generación distribuida o generación distribuida colectiva y la transferencia de energía desde el sistema de distribución corresponderá al consumo de la frontera de usuario.

Artículo 25. Reporte de fronteras de generación distribuida colectiva o autogeneración colectiva. Quien represente a la comunidad energética deberá reportar al comercializador del respectivo mercado la calidad en que actúa la Comunidad Energética, ya sea como generador distribuido colectivo o como autogenerador colectivo, según conste en el acuerdo de constitución de la comunidad energética, y las fronteras que se deberán tener en cuenta para efecto de las ventas de energía del generador distribuido colectivo o de la liquidación de excedentes del autogenerador colectivo. Este reporte deberá actualizarse cada vez que deba incluirse o eliminarse una frontera.

Artículo 26. Contratos de conexión para generación distribuida colectiva y autogeneración colectiva. Para el caso de las fronteras de autogeneración colectiva en las que la potencia instalada, por frontera, sea superior a 100kW se deberá suscribir un contrato de conexión entre el distribuidor en ZNI del mercado al que se conecta el autogenerador colectivo y quien represente a la CE.

Para el caso de las fronteras de generación distribuida colectiva se deberá suscribir un contrato de conexión entre el distribuidor en ZNI del mercado al que se conecta el generador distribuido colectivo y quien represente a la CE.

El contenido mínimo del contrato de conexión del que trata el presente artículo, deberá estar acorde con lo dispuesto en el artículo 5 de la Resolución CREG 038 de 2018.

Artículo 27. Formulario de solicitud de conexión, contenido de los estudios de conexión estándar y pruebas para la conexión. El autogenerador colectivo que desee conectarse a un sistema de distribución en ZNI, deberá hacer su solicitud de conexión, para cada una de sus fronteras, teniendo en cuenta el formulario de solicitud de conexión y los estudios de conexión estándar y pruebas para conexión informados mediante circulares CREG 037 y 085 de 2018.



Artículo 28. Condiciones para conectarse como autogenerador colectivo en ZNI. El autogenerador colectivo que desee conectarse al sistema de distribución podrá hacerlo bajo los términos aplicables para autogeneradores establecidos en el artículo 15 de la Resolución CREG 038 del 2018.

Artículo 29. Procedimiento de conexión a un sistema de distribución para fronteras de autogeneración colectiva con potencia instalada menor o igual a 100kW. Para cada frontera de autogeneración colectiva, se aplicará el procedimiento simplificado de conexión para autogeneradores con potencia instalada menor o igual a 100kW, establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 038 del 2018, así como, la Circular CREG 085 del 2018.

Artículo 30. Procedimiento de conexión a un sistema de distribución para fronteras de autogeneración colectiva con potencia instalada mayor a 100kW. Para cada frontera de autogeneración colectiva, se aplicará el procedimiento de conexión para autogeneradores con potencia instalada mayor a 100kW, establecido en el artículo 17 de la Resolución CREG 038 del 2018, así como, la Circular CREG 085 del 2018.

Artículo 31. Obligaciones de los autogeneradores colectivos. Se aplicará lo previsto en los artículos 10, 11 y 12 de la Resolución CREG 038 de 2018.

Artículo 32. Obligaciones de los distribuidores en relación con la conexión de autogeneradores colectivos. Para el caso de la conexión de los autogeneradores colectivos al sistema de distribución, el distribuidor tendrá las mismas obligaciones establecidas para la conexión de autogeneradores de acuerdo con lo estipulado en el artículo 13 de la Resolución CREG 038 del 2018.

Artículo 33. Estándar técnico de disponibilidad del sistema. Para el estándar técnico de disponibilidad del sistema de los autogeneradores colectivos se aplicará, por frontera, el mismo tratamiento según lo dispuesto en el artículo 6 de la Resolución CREG 038 de 2018.

Artículo 34. Sistema de información. Al sistema de información, del que trata el artículo 7 de la Resolución CREG 038 de 2018, deberá incorporarse la información de la actividad de autogeneración colectiva presente en el sistema de distribución que se encuentre bajo su operación.

Artículo 35. Información de disponibilidad de la red. El sistema de información debe permitirle a cualquier interesado, a partir de la identificación de su cuenta, del código de circuito o del transformador, verificar claramente y en todo momento la disponibilidad del sistema, de la que trata el Artículo 34 de la presente resolución. Los literales a), b), c) y e) que se encuentran en el artículo 8 de la resolución CREG 038 del 2018, deben aplicarse tanto a fronteras de usuarios como a fronteras de autogeneración y de autogeneración colectiva.

Artículo 36. Calidad del servicio en la frontera de ZNI. Los prestadores del servicio en ZNI deberán garantizar el cumplimiento de los parámetros de calidad del servicio de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 33 de la resolución CREG 091 del 2007.



CAPÍTULO 2 – ARMONIZACIÓN DE LA REGULACIÓN DE AUTOGENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN COLECTIVA EN ZNI

Artículo 37. Sistema de medición de autogeneradores colectivos que entregan excedentes a la red. En las fronteras de autogeneración colectiva, se deberán instalar medidores bidireccionales para determinar de forma independiente el flujo en cada sentido, de conformidad con lo previsto en el literal e) del artículo 8 de la Resolución CREG 038 del 2014.

Artículo 38. Entrega y remuneración de excedentes de autogeneración y autogeneración colectiva. Modifíquese el artículo 20 de la resolución CREG 038 del 2018, el cual quedará de la siguiente manera:

El comercializador tiene la obligación de recibir los excedentes entregados por el autogenerador o el autogenerador colectivo y de efectuar la correspondiente liquidación. Al cierre de cada ciclo de facturación, la liquidación de los excedentes de autogeneración o de autogeneración colectiva, LEA, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$LEA_{f,n,k,cf} = VBE_{f,k,cf} - SR_{f,n,k,cf} - SC_{f,k,cf}$$

Donde:

$LEA_{f,n,k,cf}$: Liquidación de excedentes de autogeneración o de autogeneración colectiva para la frontera f , del nivel de tensión n , del mercado de comercialización k , aplicable para el ciclo de facturación cf , expresada en pesos por ciclo de facturación, \$/cf.

$VBE_{f,k,cf}$: Valoración del balance de excedentes de autogeneración o de autogeneración colectiva en la frontera f , del mercado de comercialización k , para el ciclo de facturación cf , expresada en pesos por ciclo de facturación, la cual se determinará mediante la siguiente expresión:

$$VBE_{f,k,cf} = \left[\sum_{i=1}^j (Exp_{i,k,cf} \times G_{i,k,cf}) - \sum_{i=1}^j (Imp_{i,k,cf} \times G_{k,cf}) \right] \times PDDBE_{f,k}$$

La valoración del balance se determinará teniendo en cuenta todas las fronteras reportadas por el representante de la CE, desde la 1 hasta la j , en el caso de autogeneración colectiva. Teniendo en cuenta que la autogeneración se limita a una única frontera, para este caso la anterior fórmula se simplifica a la siguiente expresión:

$$VBE_{f,k,cf} = (Exp_{f,k,cf} \times G_{f,k,cf}) - (Imp_{f,k,cf} \times G_{k,cf})$$

$Exp_{f,k,cf}$: Cantidad de energía entregada a la red por un autogenerador o un autogenerador colectivo en la frontera f , del mercado de






 Comisión de Regulación
 Firmado Electrónicamente con AZSign
 Acuerdo: 20240619-092810-2400c9-54365757
 2024-06-19T19:15:14-05:00 - Página 18 de 28

comercialización k , durante el ciclo de facturación cf , expresada en kilovatios hora, kWh.

$Imp_{f,k,cf}$: Cantidad de energía tomada de la red por un autogenerador o un autogenerador colectivo en la frontera f , del mercado de comercialización k , durante el ciclo de facturación cf , expresada en kilovatios hora, kWh.

$G_{f,k,cf}$: Cargo máximo de generación de la respectiva tecnología con la que el autogenerador o autogenerador colectivo entrega energía a la red en la frontera f , exceptuando el cargo de generación con sistemas de acumulación, del mercado de comercialización k , aplicable durante el ciclo de facturación cf , expresado en pesos por kilovatio hora, \$/kWh.

$G_{k,cf}$: Cargo máximo de generación del mercado de comercialización k , según lo previsto en la Resolución CREG 091 de 2007 o aquellas que la complementen, adicionen o sustituyan, aplicable durante el ciclo de facturación cf , expresado en pesos por kilovatio hora, \$/kWh.

$PDBE_{f,k}$: Porcentaje de distribución del balance de excedentes de la frontera f , en el mercado de comercialización k , según lo reportado por el representante de la CE al comercializador. Deberá cumplirse que la suma de todos los PDBE reportados por el respectivo representante de la CE sea igual a uno:

$$\sum_{i=1}^j PDBE_{i,k} = 1$$

$SR_{f,n,k,cf}$: Servicio de red aplicable a la frontera f , en el nivel de tensión n , del mercado de comercialización k , aplicable durante el ciclo de facturación cf , expresado en pesos por ciclo de facturación, \$/cf, el cual se determinará mediante la siguiente expresión:

$$SR_{f,n,k,cf} = Imp_{f,k,cf} \times D_{n,k,cf}$$


$D_{n,k,cf}$: Cargo máximo de distribución para el nivel de tensión n , del mercado de comercialización k , aplicable durante el ciclo de facturación cf , expresado en pesos por kilovatio hora, \$/kWh, según lo previsto en la Resolución CREG 091 de 2007 o aquellas que la complementen, adicionen o sustituyan.

$SC_{f,k,cf}$: Servicio de comercialización aplicable a la frontera f , del mercado de comercialización k , aplicable durante el ciclo de facturación cf , expresado en pesos por ciclo de facturación, \$/cf, el cual se determinará mediante la siguiente expresión:

$$SC_{k,m} = Imp_{f,k,cf} \times C_{k,cf}$$

$C_{k,cf}$: Cargo máximo de comercialización del mercado de comercialización k , aplicable durante el ciclo de facturación cf ,




 Comisión de Regulación de Energía y Gas
 Firmado Electrónicamente con AZSign
 Acuerdo: 20240619-092810-2400c9-54365757
 2024-06-19 11:19:15:14-05:00 - Pagina 19 de 28

expresado en pesos por kilovatio hora, \$/kWh, según lo previsto en la Resolución CREG 091 de 2007 o aquellas que la complementen, adicionen o sustituyan.

- f : Cada una de las fronteras de autogeneración o autogeneración colectiva.
- n : Nivel de tensión n .
- k : Mercado relevante de comercialización.
- cf : Ciclo de facturación.

Cuando $LEA_{f,n,k,cf} \leq 0$, el autogenerador o el representante de la respectiva frontera de autogeneración colectiva, deberá pagar al comercializador el valor de la respectiva liquidación.

Cuando $LEA_{f,n,k,cf} > 0$, el comercializador deberá pagar al autogenerador o al representante de la respectiva frontera de autogeneración colectiva el valor de la respectiva liquidación.

Artículo 39. Disponibilidad de red para entrega de excedentes de autogeneración o autogeneración colectiva en ZNI. En los contratos de conexión de los autogeneradores o autogeneradores colectivos para entrega de excedentes, sin excepción, debe incluirse una cláusula en la cual se establezca la compensación monetaria que el distribuidor en ZNI deberá pagar al autogenerador o al autogenerador colectivo, cuando la red no esté disponible para inyectar excedentes de energía. Tanto los contratos nuevos, como los contratos vigentes a la entrada en vigencia de esta resolución, deben ajustarse a lo dispuesto en este artículo.

CAPÍTULO 3 – ARMONIZACIÓN DE LA REGULACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA COLECTIVA EN ZNI

Artículo 40. Venta y comercialización de energía de un generador distribuido colectivo en ZNI. La regulación de la actividad de generación distribuida colectiva en las zonas no interconectadas se encuentra contenida en la Resolución CREG 091 de 2007.

TÍTULO IV. OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 41. Modifíquese el artículo 9 de la Resolución CREG 174 de 2021. El Artículo 9 de la Resolución CREG 174 de 2021 quedará así:

ARTÍCULO 9. VENTANILLA. Los potenciales AGPE, AGGE y los GD deben gestionar su solicitud de conexión a través de la ventanilla que implementará y gestionará la entidad que defina el Ministerio de Minas y Energía.

Para el caso de los interesados a los que les aplica lo establecido en la presente resolución, la ventanilla tiene como objetivo ser una plataforma para que el interesado gestione su trámite de conexión ante el OR, de tal forma que sea posible facilitar el intercambio de información con los agentes y hacer transparentes y más eficientes los pasos y los tiempos del trámite

de solicitud de conexión. Además, la ventanilla tiene por objetivo brindar información y acceso a las entidades de regulación, planeación, vigilancia y control del sector. En esa medida, en la ventanilla reposará toda la información que permitirá observar y analizar la evolución de la integración de la autogeneración y GD en el país. Por tanto, la ventanilla deberá recopilar, como mínimo, la información solicitada mediante el formato de reporte de que trata el artículo 28 de la presente resolución.

El diseño de esta ventanilla deberá contemplar todo lo establecido en la presente resolución, además de los otros requerimientos que determinen la CREG, la SSPD y la UPME por medio de mesas de trabajo para el diseño de detalle de esta ventanilla.

Los OR seguirán siendo los agentes responsables de atender y resolver las solicitudes de conexión que se presenten en la ventanilla para los proyectos de los que trata esta resolución. Estos agentes deberán gestionar, con la entidad que defina el Ministerio de Minas y Energía para el manejo de la ventanilla, la articulación entre los servicios de sus sistemas de información de disponibilidad de red y trámite en línea, y dicha ventanilla, así como el suministro de información que se requiera para el desarrollo del diseño de detalle de la ventanilla.

Todas las actividades que se establezcan en la presente resolución para ser ejecutadas en el sistema para el trámite en línea deberán poder gestionarse en la ventanilla, una vez esta esté disponible.

PARÁGRAFO 1. En la ventanilla se debe registrar la información de la totalidad de solicitudes de conexión que se hayan llevado a cabo por parte de los AGPE, AGGE y GD para lo cual, el OR deberá gestionar, con la entidad que defina el Ministerio de Minas y Energía para el manejo de la ventanilla, la migración de la información histórica que corresponda.

PARÁGRAFO 2. El OR es el agente responsable de atender y resolver las solicitudes de conexión que se presenten en la ventanilla para trámite en línea de los proyectos de la que trata la presente resolución. Por su parte, el usuario es el responsable de allegar la información solicitada, conforme a lo señalado en el procedimiento de conexión correspondiente y a lo establecido en la presente resolución.

PARÁGRAFO 3. La Comisión, mediante Circular, podrá establecer parámetros mínimos adicionales a los que se determinen para el desarrollo de la ventanilla.

Artículo 42. Modifíquese el artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021.

El literal b) del artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021 quedará así:

- b) Puede vender directamente al comercializador integrado con el operador de red. En este caso, el comercializador está obligado a comprarle la energía al generador distribuido y el precio de venta de la energía entregada a la red se calculará aplicando la siguiente expresión:

$$PVgd_{h,m,n,i,j} = MC_m + Beneficios$$

$$Beneficios = 0.5 \times P_{n,m-1,i,j}$$

Donde,



Comisión de Regulación
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240619-092810-2400c9-54365757
2024-06-19T19:15:14-05:00 - Página 20 de 28

$PVgd_{h,m,n,i,j}$: Precio venta de la generación distribuida en la hora h del mes m en el nivel de tensión n al comercializador i en el mercado de comercialización j , en $\$/kWh$.

MC_m : Variable de que trata el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, para el mes m , expresado en COP/MWh.

El ASIC deberá calcular este valor con la mejor información disponible y lo publicará en su página web para conocimiento general de los AC

$P_{n,m-1,i,j}$: Es igual al valor de las pérdidas técnicas en el sistema del OR j acumuladas hasta el nivel de tensión n :

$$P_{n,m-1,i,j} = \frac{G_{m-1,i,j} * PRTe_{n,j,t}}{1 - PRTe_{n,j,t}}$$

Donde $PRTe_{n,j,t}$ se calcula como se indica en el anexo 4 de la presente resolución.

$G_{m,i,j}$: Costo de compra de energía ($\$/kWh$) para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j , determinados conforme se establece en el Capítulo III de la Resolución CREG 119 de 2007.

Beneficios: Monto reconocido por los beneficios a los que contribuye la generación distribuida en la red de distribución SDL al cual esté conectada, debido a su ubicación cercana a los centros de consumo.

Artículo 43. Modifíquese el artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021.

El literal b) del numeral 1) del artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021 quedará así:

(...)

- b) Al comercializador que atiende el consumo del usuario, quien podrá estar o no estar integrado con el OR. En este caso: i) el comercializador está obligado a recibir los excedentes ofrecidos, ii) el precio de venta es el MC_m iii) la energía es destinada a la atención exclusiva de usuarios regulados.


Donde:

MC_m Variable de que trata el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, para el mes m , expresado en COP/MWh.

El ASIC deberá calcular este valor con la mejor información disponible y lo publicará en su página web para conocimiento general de los AC.

Artículo 44. Modifíquese el párrafo 1 del artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021. El párrafo 1 del artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021 quedará así:




 Comisión de Regulación
 Firmado Electrónicamente con AZSign
 Acuerdo: 20240619-092810-2400c9-54365757
 2024-06-19T19:15:14-05:00 - Página 21 de 28

Parágrafo 1. Los precios de compra de excedentes que se hayan pactado al precio de bolsa nacional o estén en función de este, no podrán superar el valor del MC_m de que trata este artículo.

Artículo 45. Modifíquese el artículo 25 de la Resolución CREG 174 de 2021.

El artículo 25 de la Resolución CREG 174 de 2021 quedará así:

Artículo 25. Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER. Al cierre de cada período de facturación, los excedentes de un AGPE se categorizarán en dos tipos de excedentes en los términos del artículo 0 de esta resolución: i) los excedentes acumulados que igualan la importación y que se reconocerán como créditos de energía al AGPE que utiliza FNCER y ii) los excedentes que superan la importación, que se valorarán al MC_m que corresponden a la misma variable de que trata el artículo 23 de la presente resolución.

Lo anterior, de acuerdo con las siguientes reglas:

1) Para el AGPE con capacidad instalada o nominal menor o igual a 100 kW (0,1 MW) por usuario:

a) Crédito de Energía

Los excedentes acumulados de energía que sean menores o iguales a su importación de energía de la red serán permutados, en la misma cantidad, por su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación.

Por los excedentes de energía acumulados que sean permutados, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente $C_{v_{m,i,j}}$ de la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. Si es un usuario no regulado, el costo de comercialización $C_{v_{m,i,j}}$ corresponde al costo pactado.

b) Valoración horaria

Para las cantidades de excedentes de energía que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación se liquidarán al valor del MC_m que corresponden a la misma variable de que trata el artículo 23 de la presente resolución.

2) Para AGPE con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW (0,1 MW) y menor o igual a 1.000 kW (1MW) por usuario:

a) Crédito de Energía

Los excedentes acumulados de energía que sean menores o iguales a su importación de energía de la red serán permutados, en la misma cantidad, por su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación.

Por los excedentes de energía acumulados que sean permutados, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de agregado



de las variables T_m , $D_{n,m}$, $Cv_{m,i,j}$, $PR_{n,m,i,j}$ y $R_{m,i}$; según lo definido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados, estas variables corresponden a las pactadas entre las partes.

b) Valoración horaria

Para las cantidades de excedentes de energía que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el período de facturación, se liquidarán al valor de MC_m que corresponde a la misma variable de que trata el artículo 23 de la presente resolución.

Artículo 46. Modifíquese el artículo 26 de la Resolución CREG 174 de 2021.

El artículo 26 de la Resolución CREG 174 de 2021 quedará así:

Artículo 26. Información al AGPE por la entrega de excedentes. El comercializador que recibe energía de un AGPE es el responsable de la liquidación, incorporando en cada factura información detallada de importaciones y excedentes de energía, cobros, valor a pagar al usuario por parte del comercializador, entre otros, según corresponda, de acuerdo con los lineamientos de este artículo.

El comercializador tiene la obligación de informar en cada factura, de manera individual, los valores según el segmento a que corresponda y de acuerdo con las distintas valoraciones de los excedentes de energía, tales como las cantidades asociadas a créditos de energía y las cantidades restantes, que se indican a continuación:

a) Para el AGPE que utiliza FNCER con capacidad instalada o nominal menor o igual a 100 kW (0,1 MW) por usuario y que aplica crédito de energía:

$$VE_{i,j,n,m,u} = (Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,m,u}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}] + \sum_{h=hx, hx+1, \dots, H} Exc2_{i,j,m,h,u} * MC_m$$

b) Para el AGPE que utiliza FNCER con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW (0,1 MW) por usuario y menor o igual a 1.000 kW (1 MW) por usuario y que aplica crédito de energía:

$$VE_{i,j,n,m,u} = (Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,m,u}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}] - [Exc1_{i,j,m,u} * (T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i})] + \sum_{h=hx, hx+1, \dots, H} Exc2_{i,j,m,h,u} * MC_m$$

c) Para el AGPE que utiliza o no utiliza FNCER y que el precio de venta es el pactado y que no aplica crédito de energía:

$$VE_{i,j,n,m,u} = \sum_{h \in m} ExcT_{h,i,j,m,u} * PP$$

d) Para el AGPE que no utiliza FNCER:

$$VE_{i,j,n,m,u} = \sum_{h \in m} ExcT_{h,i,j,m,u} * MC_m$$



Comisión de Regulación de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240619-092810-2400c9-54365757
2024-06-19 11:15:14-05:00 - Página 23 de 28

Donde:

- i:* Comercializador *i*
- j:* Mercado de comercialización *j*
- n:* Nivel de tensión *n*
- h:* Hora *h*
- H* Número total de horas del mes *m-1*
- m:* Mes *m* para el cual se calcula la valoración del excedente.
- u:* Usuario *u*
- hx:* Es la hora cuando los Excedentes de Energía Horarios Acumulados (EEHA) igualan o sobrepasan la cantidad de importación total ($Imp_{i,j,m,u}$) de energía en el mes *m*.

La EEHA se calcula de forma dinámica, como la suma de energía entregada a la red en cada una de las horas en el mes *m* y a partir de la primera hora de inicio del mismo. La anterior acumulación horaria de entrega de energía a la red se realiza hasta que para una hora *h* dada se alcance o sobrepase el valor de importación total ($Imp_{i,j,m,u}$) en el mes *m*.

$VE_{i,j,n,m,u}$: Valoración del excedente del AGPE *u* (en \$), en el mes *m*, que se encuentra en el nivel de tensión *n*, en el mercado de comercialización *j* y que es atendido por el comercializador *i*. Es ingreso para el usuario cuando esta variable sea mayor a cero.

$Exc1_{i,j,m,u}$: Excedente de energía horaria acumulada en el mes *m* con fines de uso para el crédito de energía para el usuario *u*, que se encuentra en el mercado de comercialización *j* y que es atendido por el comercializador *i*, en kWh. Se calcula como la suma de energía entregada a la red en todas las horas del mes *m*, iniciando a partir de la primera hora de dicho mes y que como máximo podría llegar al valor de $Imp_{i,j,m,u}$. Por lo anterior, el valor resultante de energía puede tomar valores entre cero (0) y $Imp_{i,j,m,u}$.

$Imp_{i,j,m,u}$: Importación de energía acumulada en el mes *m* del usuario *u*, que se encuentra en el mercado de comercialización *j* y que es atendido por el comercializador *i*, en kWh. Se calcula como la suma de energía importada o consumida de la red en todas las horas del mes *m*.

$CUv_{n,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en \$/kWh, en el mes *m*, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.

$Cv_{m,i,j}$: Margen de comercialización en \$/kWh, en el mes *m*, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo pactado.



$Exc2_{i,j,m,h,u}$: Todo excedente de energía en la hora h del AGPE u , en kWh, iniciando h en la hora hx para el mes m , en el mercado de comercialización j . Tener en cuenta que:

- i) La energía de que trata esta variable tiene un tratamiento horario.
- ii) Para poder aplicar esta variable se debe cumplir que la suma de la energía entregada a la red en todas las horas del mes m fue superior al total de la energía importada o consumida durante el mismo mes m .
- iii) En la hora hx pueden existir cantidades de energía que se deben valorar. Esto es, para la hora hx la cantidad de energía que se debe valorar es el cálculo de: $EEHA - Imp_{i,j,m,u}$
- iv) Para las horas h superiores a hx en el mes m , $Exc2_{i,j,m,h,u}$ corresponde exactamente al valor de energía entregada a la red en la hora h .

MC_m : Variable de que trata el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 o todas aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, para el mes m , expresado en COP/MWh, calculado por el ASIC el día 5 del mes $m+1$ con la información disponible.

T_m : Costo por uso del STN en \$/kWh, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$D_{n,m}$: Costo por uso del sistema de distribución en \$/kWh, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$PR_{n,m,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en \$/kWh, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$R_{m,i}$: Costo de restricciones y servicios asociados con generación en \$/kWh, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

$ExcT_{h,i,j,m,u}$: Excedentes de energía del AGPE u en la hora h en mes m , en kWh.

PP : Precio de energía pactado para AGPE con o sin FNCER que no aplican crédito de energía.

Parágrafo 1. Será responsabilidad del comercializador y del usuario AGPE informarse y tomar las acciones respectivas según las obligaciones tributarias a su cargo para efecto de la facturación que deban emitir.

Cuando el AGPE no esté obligado a facturar conforme al estatuto tributario, el comercializador deberá establecer un documento en el que conste la



venta de energía teniendo en cuenta lo dispuesto en el Artículo 1.6.1.4.12 del Decreto 358 de 2020.

Parágrafo 2. *El comercializador que compre o adquiera excedentes de autogeneración debe reportar a la SSPD las cantidades que son usadas para el crédito de energía y las que no son usadas para el crédito de energía, conforme las variables de que trata este artículo. El reporte se realizará en los términos en que la SSPD lo defina.*

Parágrafo 3. *El AGPE que termine una relación de compra de excedentes con un agente comercializador o agente generador, deberá suspender la entrega de excedentes a la red hasta tanto haya conseguido otro agente que lo represente, en los términos establecidos en esta resolución. En caso de entrega de excedentes a la red sin que se tenga un agente comercializador o agente generador que represente dicha venta, los excedentes no serán remunerados.*

Artículo 47. Vigencia y derogatorias. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial, modifica los artículos 22, 23, 25 y 26 de la Resolución CREG 174 de 2021; complementa el artículo 4 de la Resolución CREG 157 de 2011 y el artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011.

Las disposiciones legales y regulatorias a las que se hace referencia en el presente acto administrativo incorporarán las adiciones, modificaciones o sustituciones que se hagan con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE



CREG
Comisión de Regulación
Energía
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20240619-092810-2400c9-54365757
2024-06-19T19:15:14-05:00 - Página 26 de 28

REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto_Resolución_CREG_701_051_2024

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo:20240619-092810-2400c9-54365757

Creación:2024-06-19 09:28:10

Estado:Finalizado

Finalización:2024-06-19 19:15:12



Escanee el código
para verificación


Firma: Director ejecutivo

Omar Fredy Prias Caicedo
9522900
oprias@creg.gov.co
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Revisión: Revisión

Juan Carlos Bedoya
18519566
jcbedoya@minenergia.gov.co
Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales
Ministerio de Minas y Energía



REPORTE DE TRAZABILIDAD			
Proyecto_Resolución_CREG_701_051_2024			 Escanee el código para verificación
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo:20240619-092810-2400c9-54365757 Creación:2024-06-19 09:28:10 Estado:Finalizado Finalización:2024-06-19 19:15:12			
TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Revisión	Juan Carlos Bedoya jcbedoya@minenergia.gov.co Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatori Ministerio de Minas y Energia	Aprobado	Env.: 2024-06-19 09:28:10 Lec.: 2024-06-19 09:28:18 Res.: 2024-06-19 12:10:27 IP Res.: 179.1.211.134
Firma	Omar Fredy Prias Caicedo oprias@creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2024-06-19 12:10:27 Lec.: 2024-06-19 19:10:27 Res.: 2024-06-19 19:15:12 IP Res.: 186.102.39.53