

RESOLUCIÓN No. 101 072 DE 2025

(06 ABRIL 2025)

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.

Según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, 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*



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

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 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”.*

Por otro lado, el artículo 40 de la Ley 142 de 1994 establece lo siguiente respecto de las Áreas de Servicio Exclusivo:

“ARTÍCULO 40. ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO. *Por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado, saneamiento ambiental, distribución domiciliaria de gas combustible por red y distribución domiciliaria de energía eléctrica, se pueda extender a las personas de menores ingresos, la entidad o entidades territoriales competentes, podrán establecer mediante invitación pública, áreas de servicio exclusivas, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa de servicios públicos pueda ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado. Los contratos que se suscriban deberán en todo caso precisar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo respecto del servicio. También podrán pactarse nuevos aportes públicos para extender el servicio.*

PARÁGRAFO 1o. *La comisión de regulación respectiva definirá, por vía general, cómo se verifica la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos; definirá los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos; y, antes de que se abra una licitación que incluya estas cláusulas dentro de los contratos propuestos, verificará que ellas sean indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos”.*

Así mismo, el artículo 114 de la Ley 1450 de 2011 establece que *“(e)l Ministerio de Minas y Energía continuará diseñando esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas. Para este propósito, podrá establecer Áreas de Servicio*



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

Exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica”.

Por lo expuesto previamente, para la ampliación de la cobertura del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI) el Gobierno Nacional puede conformar Áreas de Servicio Exclusivo para la prestación sostenible de dicho servicio. Lo anterior, con el objetivo de que las personas de menores ingresos asentadas en dichas áreas geográficas, puedan contar con el servicio en los niveles de calidad y continuidad pactados en los contratos de concesión que suscriba el Ministerio de Minas y Energía, asegurando, además, la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a través de este esquema.

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*”.

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 cual está conformado por el Sistema Interconectado Nacional, las ZNI, las redes nacionales de transporte y distribución de hidrocarburos y gas natural, las refinerías, los yacimientos petroleros y las minas de carbón, según lo contemplado en el artículo 5 numeral 21 de la citada Ley.

El artículo 5 numeral 22 de la Ley 1715 de 2014 en concordancia con el artículo 1 de la Ley 855 de 2003 y el artículo 11 de la Ley 143 de 1994 establece que “*para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional, SIN*”.

El Decreto 1073 de 2015, modificado por el Decreto 099 de 2021, establece que la ampliación de cobertura del servicio público de energía eléctrica a usuarios a quienes no sea eficiente conectar al Sistema Interconectado Nacional, se podrá realizar mediante soluciones centralizadas o individuales o a través de esquemas empresariales como las Áreas de Servicio Exclusivo.

Para la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, el artículo 9 de la Ley 1715 de 2014 le impone al Gobierno Nacional la obligación de implementar “*un programa destinado a sustituir progresivamente la generación con diésel en las ZNI con el objetivo de reducir los costos de prestación del servicio y las emisiones de gases contaminantes, para lo cual implementará las siguientes acciones:*

a) *Áreas de servicio exclusivo de energía eléctrica y gas combustible: El Gobierno nacional podrá establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación por una misma empresa de los servicios de energía eléctrica,*



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

gas natural, GLP distribuido por redes y/o por cilindros en las ZNI. Estas áreas se podrán crear con el objetivo de reducir costos de prestación de los servicios mediante la sustitución de generación con diésel por generación con FNCE y deberán cumplir con lo establecido en el artículo 40 de la Ley 142 de 1994 y demás disposiciones de dicha ley;

b) Esquema de incentivos a los prestadores del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectadas: El Ministerio de Minas y Energía desarrollará esquemas de incentivos para que los prestadores del servicio de energía eléctrica en las ZNI reemplacen parcial o totalmente su generación con diésel por FNCE. Estos incentivos deberán cumplir con evaluaciones costo-beneficio resultantes de la comparación del costo de los incentivos con los ahorros producidos por la diferencia de costos entre la generación con FNCE en lugar del diésel”.

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 (FNCR), 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 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”.*



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

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 párrafo 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 FNCER están exentos del cobro de energía reactiva.

Las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, incorporadas a la Ley 2294 de 2023 por disposición del artículo 2, establecen como uno de sus objetivos la transformación productiva, internacionalización y acción climática, en cuyo desarrollo se definió como uno de sus pilares "*realizar la transformación energética de manera progresiva, que reduzca la dependencia del modelo extractivista y democratice el uso de recursos energéticos locales como las energías limpias y la generación eléctrica*", el cual, a su turno, está vinculado al cumplimiento del Objetivo de Desarrollo Sostenible - ODS 7- de garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.

El artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, 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 citado decreto señala que las comunidades energéticas a que hace referencia el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, son una modalidad especial del género de comunidades organizadas y en consecuencia están habilitadas para prestar servicios.

Las comunidades energéticas tienen reconocimiento legal y constitucional como prestadoras de servicios públicos en los términos del artículo 365 de la Constitución Política y del numeral 15.4 del artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

El artículo 2.2.9.1.13 del Decreto 2236 de 2023 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 citado artículo, la UPME mediante la Resolución UPME 501 de 2024 "*Por la cual se establecen los límites máximos de potencia y dispersión de Autogenerador Colectivo y Generador Distribuido Colectivo de que trata el Decreto número 2236 de 2023*", estableció en su artículo 2 lo siguiente: "*El límite máximo de potencia de la actividad de*



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

Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (GDC) en áreas urbanas y rurales será menor a 5MW, y corresponderá a la capacidad instalada de la unidad de generación o a la sumatoria de las capacidades instaladas de las unidades de generación del Autogenerador Colectivo o Generador Distribuido Colectivo”.

Así mismo, respecto de la dispersión, la precitada resolución establece, en su artículo 3, que *“La máxima dispersión, en áreas urbanas y rurales del SIN, de la actividad Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (GDC), estará limitada a que la capacidad instalada de la unidad de generación o la sumatoria de las capacidades de generación y sus usuarios pertenezcan al mismo mercado de comercialización y se encuentren inmersos en el mismo Sistema de Distribución Local (SDL)”.*

Mediante la Resolución 40136 de 2024, el Ministerio de Minas y Energía, 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. Asimismo, mediante la Resolución 40137 de 2014, el MME definió los criterios de focalización para la orientación de recursos públicos con destino a Comunidades Energéticas.


Posteriormente, mediante la Resolución 40509 de 2024 del MME, se reglamentó el registro de Comunidades Energéticas – RCE y se definieron los Criterios de Focalización y Priorización para la orientación de recursos públicos con destino a las Comunidades Energéticas. Mediante esta resolución se derogaron las Resoluciones 40136 de 2024 y 40137 de 2014.

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, la Resolución CREG 135 de 2021 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios.

El 19 de junio del 2024, la CREG sometió a consulta el Proyecto de Resolución CREG 701 051 *“Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones”.* Atendiendo a la consulta, se recibieron los comentarios de los interesados con los siguientes radicados:

Nombre	Radicado
ASOCIACIÓN NACIONAL DE EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS Y COMUNICACIONES - ANDESCO	E2024009147
OGE ENERGY	E2024009403
SOLENIUM	E2024009571
POLENT TRANSICIONES JUSTAS	E2024009685
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN - CNO	E2024009773
ASOCIACIÓN NACIONAL DE EMPRESAS DE SERVICIOS PÚBLICOS Y COMUNICACIONES - ANDESCO	E2024009780




 Comisión de Regulación
 de Energía y Gas
 Firmado Electrónicamente con AZSign.
 Acuerdo: 20250408-182206-99ae79-87864500
 2025-04-21T12:20:56-05:00 - Pagina 6 de 50

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

UNERGY	E2024009788
INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGÍA - INM	E2024009804
CELSIA	E2024009810
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	E2024009811
SOLENIUM	E2024009816
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN - EPM	E2024009819
ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ACOLGEN	E2024009821
GLU ENERGY	E2024009822
COLOMBIA INTELIGENTE	E2024009824
GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ - GEB	E2024009827
GRAN TIERRA ENERGY	E2024009830
USAENE	E2024009833
ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ASOCODIS	E2024009834
EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS - ECOPETROL	E2024009835
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO	E2024009836
PAULO MANUEL DE OLIVEIRA DE JESUS - UNIANDES	E2024009837
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S E.S.P	E2024009838
ENEL	E2024009840
ADMINISTRADORES DEL MERCADO ELÉCTRICO - XM	E2024009841
TERPEL	E2024009846
SER COLOMBIA	E2024009848
ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE ENERGÍA SOLAR - ACOSOL	E2024009851
OPTIMA CONSULTORES	E2024009852
CAC	E2024009855
GEOPARK	E2024009857
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO	E2024009858
VATIA	E2024009859
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA - EEP	E2024009860
AIR-E	E2024009862
ESTUDIO LEGAL HERNANDEZ	E2024009864
EMPRESA GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. - GECELCA	E2024009865
ULRIK OMAR SEBASTIAN KOHL	E2024009866
CELSIA	E2024009872
SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS - SSPD	E2024009997
ENERGIAS Y TELECOMUNICACIONES	E2024010000
GE PROYECT INGENIERIA	E2024010001
GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ - GEB	E2024010044
OGEENERGY	E2024009403
EMPRESA DE ENERGÍA DEL ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA - EEDAS	E2024014203

En el documento CREG 901 179 del 6 de abril de 2025, soporte de la presente resolución, se encuentra el análisis y respuesta a cada uno de los comentarios recibidos, los cuales sustentan las decisiones que aquí se adoptan.

Conforme al Decreto 1074 de 2015 y la Resolución SIC 44649 de 2010, la CREG dio respuesta al cuestionario adoptado por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) para la evaluación de la incidencia sobre la libre



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

competencia, del presente acto administrativo. Como resultado del análisis y respuesta del cuestionario, se concluyó que el contenido del presente acto administrativo podía tener incidencia sobre la libre competencia y por ende debía ser informado a la SIC en los términos del artículo 7 de la Ley 1340 de 2009.

Con base en lo anterior, la CREG, en su Sesión No. 1364 del 23 de diciembre de 2024, acordó aprobar la presente resolución y enviar a la SIC para emisión de concepto de abogacía de la competencia.

Recibido el concepto de la SIC con radicado 25-29952-6-0 del 12 de marzo de 2025, la Superintendencia Delegada para la Protección de la Competencia de la SIC recomendó lo siguiente, refiriéndose a la presente resolución:

- (i) En relación con el artículo 26 del proyecto: Considerar la adopción de un mecanismo que tenga la idoneidad de reconocer los beneficios atribuibles a la reducción de pérdidas, de manera equitativa a todos los agentes que desarrollan la actividad de GD, sin distinción del comprador de la energía.
- (ii) En relación con el artículo 28 del proyecto: Adelantar una revisión del esquema de reconocimiento de excedentes de energía generados por los autogeneradores a pequeña escala que utilizan FNCER, con el fin de garantizar que los costos aplicados a los autogeneradores reflejen criterios técnicos y económicos objetivos, evitando discriminaciones que desincentiven la inversión y el desarrollo del sector.
- (iii) En relación con el artículo 12 del proyecto: Precisar que la facultad de la CREG para revisar y modificar las condiciones de conexión y remuneración de las exportaciones de energía deberá basarse en criterios técnicos objetivos y en un análisis integral de las dinámicas del mercado eléctrico, garantizando así decisiones fundamentadas que contribuyan a la estabilidad del sistema.

De conformidad con lo previsto en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 y el concepto 11001030600020130000500 del 4 de julio de 2013 de la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado, con ponencia del Consejero Dr. Wiliam Zambrano Cetina, existe un carácter no vinculante del concepto emitido por la SIC con relación a la autonomía normativa de las autoridades de regulación. En este sentido, la Comisión se aparta de la recomendación (i) por los siguientes motivos:

- El agente designado por el Decreto 387 de 2007, “por medio del cual se establecen las políticas generales del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”, para la administración, operación y mantenimiento de las pérdidas en un mercado de comercialización, es el Operador de Red quien, justamente, es el que está integrado con el comercializador, y es este último a través del cual se realizan las liquidaciones en un mercado de comercialización.
- La liquidación de un mercado se efectúa restando las medidas de los comercializadores no integrados con el OR, de la(s) frontera(s) del



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

comercializador integrado con el OR, quien responde por todas las diferencias entre las pérdidas reconocidas y las reales, es decir, el comercializador integrado con el OR es el agente que se afecta o beneficia por las diferencias entre las pérdidas reales y las pérdidas reconocidas. Dado que este es el único agente encargado de gestionar las pérdidas y el único beneficiario por una disminución de las mismas, es el agente con el que se debe efectuar la transacción.

- No se puede realizar la transacción recomendada con los comercializadores entrantes porque ellos no son los responsables de la gestión de pérdidas. Así mismo, las pérdidas que le son cobradas son las mismas que ellos reciben de los usuarios, sin que tengan ningún margen de diferencia. Asignarles alguna responsabilidad de reconocimiento de pérdidas a los GD, por parte de un comercializador entrante, causaría un desequilibrio respecto del reconocimiento de sus costos.

Respecto a la revisión del esquema de reconocimiento recomendado en el numeral (ii), esta se incluye en el documento soporte de esta resolución, así como los análisis adelantados por la comisión en los documentos CREG D-066-17, CREG D-026-18, CREG D-002-21, CREG D-142-21.

La recomendación del numeral (iii) se acepta y se realiza el ajuste correspondiente en el artículo 12 de la presente resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en sesión No. 1380 del 06 de abril de 2025, acordó expedir esta resolución. En consecuencia,

RESUELVE:

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 los Sistemas de Distribución de las Zonas No Interconectadas (ZNI), conforme a lo estipulado en el Decreto 2236 de 2023 o aquel que lo adicione, modifique o sustituya.

Artículo 2. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a quienes realicen las actividades de Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (AGDC) de que trata el Decreto 2236 de 2023 para su conexión al SDL del SIN o al Sistema de Distribución de las ZNI; así como a las personas prestadoras de servicios públicos de que trata el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.



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

Parágrafo. En el caso de las Áreas de Servicio Exclusivo, ASE, el desarrollo de las actividades de AGRC y autogeneración no requiere autorización por parte de quien tenga a cargo la prestación del servicio. Sin perjuicio de lo anterior, los mecanismos para la entrega y remuneración de excedentes de energía cuando se haga uso del sistema de distribución serán los que se acuerden entre el AC o Autogenerador y quien tenga a cargo la prestación del servicio.

Artículo 3. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta las definiciones contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994, en la Ley 1715 de 2014, en el Decreto 2236 de 2023, en las resoluciones vigentes de la CREG y aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan, y las siguientes:

Acuerdo de la Comunidad Energética (ACE). Contrato o convenio asociativo definido por la Comunidad Energética (CE) para desarrollar las actividades señaladas en el Decreto 2236 de 2023.

Autogeneración Colectiva (AGRC). Producción de energía realizada por la comunidad energética para atender principalmente su propia demanda, de acuerdo con lo definido en el Decreto 2236 de 2023.

Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE): Para efectos de las disposiciones en esta resolución, se tendrá en cuenta la definición de Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) contenida en las Resoluciones CREG 038 de 2018 y 174 del 2021.

Autogenerador Colectivo (AC). CE que se constituye para desarrollar la actividad de AGRC de acuerdo con lo definido en el Decreto 2236 de 2023.

Capacidad instalada o nominal de un AC o GDC. Es la suma de las capacidades instaladas o nominales asociadas a los equipos de generación o autogeneración de un AC o un GDC. La definición de capacidad instalada o nominal es conforme a la definición de la Resolución CREG 174 de 2021. Cuando se haga referencia a la capacidad instalada o nominal de un único usuario del AC, se refiere a su capacidad instalada o nominal de los equipos de generación individual asociados al interior de la correspondiente frontera comercial.

Capacidad nominal de un AC o GDC en un punto de conexión del sistema de distribución en ZNI. Potencia nominal o sumatoria de potencias nominales de los sistemas de generación de un AC con conexión al sistema de distribución en ZNI bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante. Cuando la entrega de energía se realice a través de un inversor, la capacidad nominal será la correspondiente a la sumatoria de las potencias nominales activas establecidas por el fabricante en la salida de corriente alterna los equipos. Si el valor de placa se encuentra en unidades de kVA o MVA, se deberá asumir un factor de potencia unitario.



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

Comunidad Energética (CE). Comunidad organizada que surge en virtud de un acuerdo entre personas naturales y/o jurídicas de derecho público o privado que cooperan entre sí a través de un contrato o convenio asociativo para desarrollar las siguientes actividades: generación, comercialización y uso eficiente de la energía a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 2.2.9.1.2 del Decreto 2236 de 2023.

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

Generación Distribuida Colectiva (AGDC). Actividad de generación distribuida colectiva realizada por la comunidad energética de acuerdo con lo definido en el Decreto 2236 de 2023.

Generador Distribuido (GD). Para efectos de las disposiciones contenidas en esta resolución, se tendrá en cuenta la definición de Generador Distribuido (GD) establecida en las Resoluciones CREG 038 de 2018 y 174 del 2021.

Generador Distribuido Colectivo (GDC). Comunidad Energética que realiza la actividad de Generación Distribuida Colectiva. Para todos los efectos, es un agente generador o representado por uno de estos agentes, sujeto a la regulación vigente para esta actividad, con excepción de los procedimientos de conexión y comercialización aquí definidos.

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 las fronteras del AC, expresada en kWh.

Mercado de Comercialización. Para efectos de las disposiciones del SDL en el SIN se tendrá en cuenta la definición contenida en la Resolución CREG 015 del 2018. Para efectos de las disposiciones de las ZNI se tendrá en cuenta la definición que sobre este particular se establece en la Resolución CREG 091 de 2007 o aquella que la adicione, modifique o sustituya.

Potencia máxima declarada del AC o de un GDC en un punto de conexión. Es la potencia máxima declarada en el punto de conexión al SDL conforme a la definición de la Resolución CREG 174 de 2021.

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

Usuario perteneciente al AC. Usuario del servicio público domiciliario de energía eléctrica que hace parte de un AC en los términos de esta resolución.

Artículo 4. Deberes y derechos de los usuarios que hacen parte de un AC. A los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica que



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

conformen un AC se les aplicarán los criterios generales y mecanismos de protección de deberes y derechos establecidos en la Resolución CREG 108 de 1997, Resolución CREG 135 de 2021 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios.

Artículo 5. Condiciones para la comercialización de energía por la CE.

Las CE que tengan por objeto la comercialización de energía eléctrica, deberán dar cumplimiento a lo establecido en las Resoluciones CREG 119 de 2007, CREG 156 de 2011, CREG 157 de 2011, y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la comercialización de energía eléctrica. Para el caso de las ZNI se deberá tener en cuenta lo previsto en las Resoluciones CREG 091 de 2007, CREG 101 021 de 2022 y CREG 101 064 de 2024.

Artículo 6. Conformación de un AC. Un AC deberá estar conformado por puntos de conexión al SDL del SIN o Sistema de Distribución de una ZNI cumpliendo con al menos dos de las siguientes tipologías:

- a) Puntos de conexión con capacidad para inyectar energía al SDL del SIN o Sistema de Distribución de una ZNI.
- b) Puntos de conexión con capacidad para consumir energía del SDL del SIN o Sistema de Distribución de una ZNI.
- c) Puntos de conexión con capacidad para inyectar o consumir energía del SDL del SIN o Sistema de Distribución de una ZNI.

Parágrafo 1: Se permite un AC con todos sus puntos de conexión de la tipología del literal c).

Parágrafo 2: Los límites máximos de potencia y dispersión del AC deberán dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución UPME 501 de 2024 o aquella que la adicione, modifique o sustituya.

Artículo 7. Conformación de un GDC. Un GDC deberá estar conformado por al menos dos (2) puntos de conexión con capacidad para inyectar energía al SDL del SIN o al Sistema de Distribución de una ZNI.

Parágrafo. Los límites máximos de potencia y dispersión del GDC deberán dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución UPME 501 de 2024 o aquella que la adicione, modifique o sustituya.



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

TÍTULO II. COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

CAPÍTULO 1 – ASPECTOS GENERALES PARA LA CONEXIÓN DE AUTOGENERACIÓN COLECTIVA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA COLECTIVA EN EL SDL DEL SIN

Artículo 8. Consideraciones para el procedimiento de conexión. Para el proceso de conexión de un usuario perteneciente a un AC o para la conexión de un GDC en el SDL se deberá tener en cuenta lo siguiente para cada punto de conexión o frontera comercial:

- a) En caso de la conexión de un usuario potencial que pretenda pertenecer posteriormente a un AC, se deberán aplicar primero las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021 con el fin de recibir la aprobación de su conexión como usuario.
- b) Para la conexión de un usuario del servicio público domiciliario de energía eléctrica y que se vincule a un AC, si la capacidad instalada o nominal del equipo de autogeneración del usuario es igual o menor al límite para ser Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE), se le aplicarán las reglas establecidas en la Resolución CREG 174 de 2021, para cuyo efecto el usuario perteneciente al AC se deberá asociar con la normatividad dispuesta para el AGPE.
- c) Para la conexión de un generador que se vincule a un GDC, si la capacidad instalada o nominal de dicho generador se encuentra dentro del límite para ser GD de que trata la Resolución CREG 174 de 2021, aplicarán las reglas contenidas en la referida resolución, para cuyo efecto el generador que solicita ser parte del GDC se le deberá asociar la normatividad dispuesta para el GD.
- d) Para la conexión de un usuario del servicio público domiciliario de energía eléctrica y que se vincule a un AC, si la capacidad instalada o nominal del equipo de autogeneración del usuario determina que es un Autogenerador a Gran Escala (AGGE) conforme la Ley 1715 de 2014 y tiene una potencia máxima declarada menor a 5 MW conforme a la Resolución CREG 174 de 2021, se aplicarán los procedimientos de las Resoluciones CREG 174 de 2021 y CREG 024 de 2015.
- e) En el caso de un generador que se vincule a un GDC en que: i) la capacidad instalada o nominal de dicho generador es superior al límite para ser GD de que trata la Resolución CREG 174 de 2021, y ii) la capacidad instalada se encuentra dentro del límite establecido por la UPME en la Resolución UPME 501 de 2024; entonces se aplicarán los procedimientos de la Resolución CREG 075 de 2021.



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

f) La ventanilla única de que trata la Resolución CREG 174 de 2021 deberá incluir las solicitudes de conexión para los usuarios pertenecientes a un AC o los interesados en instalar generadores asociados a un GDC.

g) Los requisitos de medición que deberán cumplir los usuarios miembros de un AC en cada punto de conexión o frontera comercial son los contenidos en el literal b) del artículo 19 de la Resolución CREG 174 de 2021, indiferentemente de que el integrante de la AC entregue o no excedentes.

En cualquier caso, para aplicar el literal a) del artículo 19 de la Resolución CREG 174 de 2021 ningún usuario de la AC debe tener excedentes.

h) Los requisitos de medición que deberán cumplir los GDC en cada punto de conexión o frontera comercial son los contenidos en el artículo 19 de la Resolución CREG 174 de 2021.

Parágrafo. Debe tenerse en cuenta que, para un AC o un GDC, la capacidad instalada debe estar dentro del límite establecido por la UPME en la Resolución UPME 501 de 2024.

Artículo 9. 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 del proceso de conexión por punto de conexión o frontera comercial, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

1. El procedimiento de conexión del que trata la Resolución CREG 174 de 2021 para los usuarios que pretendan pertenecer a un AC o para la conexión de una frontera comercial de un GDC deberá ser realizado por el representante de la CE o por el usuario con la autorización del representante de la CE.
2. La potencia máxima declarada debe declararse para cada uno de los puntos de conexión donde se tendrá conexión al SDL.
3. Tanto el AC como el GDC deben incluir el registro de todos los equipos de generación que se utilizarán con sus capacidades instaladas. La Comisión publicará mediante circular el formulario de conexión simplificado.
4. Las fechas de entrada en operación de cada uno de los proyectos de generación que integren un mismo AC o GDC 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 especifique la siguiente información:



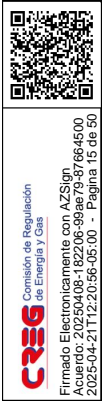
Por la cual se armoniza la regulación para la integración de las comunidades energéticas al Sistema Energético Nacional y se dictan otras disposiciones

- I. Número de Identificación de Usuario (NIU) de todos los integrantes del AC.
 - II. Fronteras comerciales pertenecientes al AC o GDC con el código asignado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), identificando las fronteras con entrega de energía al SDL.
- b) Documento con la información del Acuerdo o Convenio de Conformación de la Comunidad Energética, ACE, que deberá contener como mínimo lo siguiente:
- Datos del representante del AC o GDC y sus suplentes (nombre, tipo de identificación, número de identificación, dirección, número de contacto y correo electrónico).
 - Porcentaje de Distribución de los Excedentes (PDE) para cada uno de los NIU pertenecientes al AC. Si no se declara el PDE, se determinará por parte del agente comercializador en forma proporcional al número de fronteras comerciales.
- Esta declaración no aplica para los AC de que trata el numeral 3 del artículo 20 de esta resolución.
- c) Registro del AC o GDC en el Registro de Comunidades Energéticas, (RCE), de acuerdo con lo establecido por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución 40 509 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 3 días hábiles a partir de la solicitud para confirmar la disponibilidad del equipo y 15 días hábiles a partir de la confirmación de disponibilidad para su suministro, calibración, instalación, configuración y puesta en operación.

En caso de que el usuario suministre el equipo de medida, cumpliendo con las características técnicas exigidas, el comercializador tendrá un plazo de 15 días hábiles para la calibración, instalación, configuración y puesta en operación.

Cuando se adquiera el medidor con el agente representante del AC, las condiciones para determinar el pago de este deberán ser pactadas entre las partes, atendiendo lo dispuesto en el artículo 5 de la Resolución CREG 038 de 2014, Resolución CREG 225 de 1997 y el artículo 144 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 10. Registro de Fronteras Comerciales. Se tendrán en cuenta las siguientes reglas:



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

1. Las fronteras comerciales para consumo de energía y entrega de excedentes pertenecientes a un mismo AC deberán ser representadas por el mismo agente comercializador, cumpliendo la Resolución CREG 174 de 2021 y los requisitos contenidos en las Resoluciones CREG 156, 157 de 2011 y 038 de 2014.
2. Las fronteras comerciales de un GDC deberán ser representadas por el mismo agente generador, cumpliendo la Resolución CREG 174 de 2021 y los requisitos contenidos en las Resoluciones CREG 156, 157 de 2011 y 038 de 2014.
3. Si un usuario que pertenece a un AC tiene asociada una capacidad instalada o nominal asociada a los equipos de autogeneración que determine que es un AGGE, el agente representante de la frontera que entrega energía deberá ser el regulado en la Resolución CREG 024 de 2015.

Parágrafo. En cualquier momento un integrante del AC puede retirarse de este y escoger ser atendido por el comercializador de su preferencia, para lo cual deberá cumplir con los requisitos de medida correspondientes y el procedimiento para el cambio de comercializador si así lo requiere.

Artículo 11. Adición o retiro de fronteras de un AC o un GDC. Para adición o retiro de integrantes de un AC o un GDC se deberá tener en cuenta lo siguiente:

1. Un AGPE, un GD o un usuario podrá adicionarse a un AC o un GDC, según aplique, para lo cual se deberá entregar al comercializador por parte del representante de la CE o por el usuario con la autorización del representante de la CE la siguiente información:
 - a) El formulario de conexión simplificado actualizado.
 - b) Una carta en la cual se acepten las nuevas condiciones que le apliquen conforme a esta resolución suscrita por el usuario, AGPE o GD según corresponda.
 - c) La suscripción del ACE de conformación de la CE por parte de los nuevos integrantes.

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



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

2. Cuando se retire un integrante de un AC o un GDC, el representante de la CE o el usuario con la autorización del representante de la CE deberá:
 - a) Informar al OR y al comercializador 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.

Artículo 12. 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 y demás normativas asociadas. Esta revisión deberá basarse en criterios técnicos y económicos objetivos, así como en un análisis integral de las dinámicas del mercado eléctrico.
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) El número de fronteras comerciales totales 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, diferenciando por AGPE, GD, AC y GDC, y de forma integrada.

Parágrafo. El ASIC deberá solicitar la información que corresponda a los agentes del mercado con el fin de completar la información del presente artículo. Los mecanismos para solicitar la información adicional que se necesite pueden ser los mismos adoptados en la Resolución CREG 174 de 2021 u otros que adopte el ASIC.

Para esto, adicionalmente los agentes deberán llevar el monitoreo y almacenamiento de información que corresponda de las conexiones de AGPE,



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

GD, AC y GDC, para proporcionar el reporte de información que indique el ASIC con su periodicidad con el fin de complementar la información de este artículo.

También deberá incluirse en los reportes del ASIC fronteras comerciales sin entrega de excedentes a red y que sean parte de un AGPE o un AC, con fines de seguimiento por parte de la Comisión.

Artículo 13. Traslado del costo de compras de energía a los AC y los GDC. La metodología para el traslado del costo de compras de energía de los AC y los GDC será publicada en resolución aparte.

Artículo 14. Cargo por respaldo para conexiones de los usuarios pertenecientes a un AC. Para la conexión de un usuario perteneciente a un AC, 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.

Artículo 15. Calidad del servicio a los usuarios pertenecientes a un AC. La calidad del servicio brindada a los usuarios de un AC 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 o las reglas que se encuentren vigentes respecto a la calidad del servicio en los SDL.

Artículo 16. 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 o las reglas que se encuentren vigentes respecto a la indisponibilidad de red para entrega de excedentes. En caso de que no se tenga un contrato de conexión en los términos de la Resolución CREG 174 de 2021, la obligación de este artículo se deberá incluir en el contrato de que trata la Resolución CREG 135 de 2021.

Artículo 17. Costo del transporte de Energía Reactiva a los usuarios pertenecientes a un AC. Para cada usuario perteneciente al AC 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 usuario sobre las responsabilidades de pago a este respecto en el momento de la conexión.



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

CAPÍTULO 2 –COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DE UN AC O UN GDC.

Artículo 18. Capacidad Instalada por usuario del AC para fines comerciales. La capacidad instalada por usuario de un AC para fines comerciales se determinará siguiendo la siguiente expresión:

$$CINAC_{i,j} = \frac{\sum_{u=1}^U CAPN_{i,j,u}}{U}$$

Donde:

$CINAC_{i,j}$: Capacidad instalada por usuario de un AC para fines comerciales, ubicado en el mercado de comercialización j , atendido por el comercializador i . Esta capacidad es una referencia con el fin de aplicar los procedimientos comerciales de que trata el artículo 20 de esta resolución y puede obtenerse un valor diferente al de capacidad instalada física en las instalaciones de un usuario conforme a lo definido en la Resolución CREG 174 de 2021.

$CAPN_{i,j,u}$ Capacidad instalada o nominal asociada a los equipos de generación o autogeneración en la frontera u perteneciente al AC, ubicado en el mercado de comercialización j , atendido por el comercializador i . Esta capacidad corresponde a la capacidad nominal en las instalaciones del usuario del AC conforme a lo definido en la Resolución CREG 174 de 2021.

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

Artículo 19. Porcentaje de Distribución de los Excedentes (PDE) del AC. El Porcentaje de Distribución de los Excedentes (PDE) del AC, para el punto de conexión del usuario u , en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i , será informado por el representante del AC. Estos valores serán acordados por los integrantes del AC, están declarados en el formulario de conexión simplificado y son comunicados al agente comercializador, incluyéndolo en el acuerdo especial dispuesto en la Resolución CREG 135 de 2021. Deberá cumplirse que:

$$\sum_{u=1}^U PDE_{i,j,u} = 100\%$$

En caso de cambios en el $PDE_{i,j,u}$, estos deberán ser comunicados al comercializador, por parte del representante del AC, con 10 días hábiles de anterioridad al inicio del ciclo de facturación correspondiente. No obstante,



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

el comercializador y el representante del AC podrán acordar periodos de reporte diferentes a los acá estipulados.

Artículo 20. 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 AGGE, según corresponda:

1. Se aplica lo establecido en el numeral 1 del artículo 25 de la Resolución CREG 174 de 2021 para el reconocimiento de los excedentes para cada usuario perteneciente al AC, cuando se cumplan con las siguientes condiciones:
 - i. La sumatoria de las capacidades instaladas o nominales de los equipos de autogeneración pertenecientes al AC sea menor o igual al límite de potencia máximo definido en la Resolución UPME 281 de 2015 para ser AGPE.
 - ii. La Capacidad Instalada por Usuario para fines comerciales de que trata el artículo 18 de esta Resolución sea menor o igual a 100 kW.
 - iii. El Porcentaje de Distribución de Excedentes, del que trata el artículo 19 de esta Resolución, sea inferior al 10% para cada uno de los usuarios del AC.

Adicionalmente, se tendrá en cuenta para el tratamiento de los excedentes el artículo 21 de la presente resolución.

2. Se aplica lo establecido en el numeral 2 del artículo 25 de la Resolución CREG 174 de 2021 para el reconocimiento de los excedentes para cada usuario perteneciente al AC, cuando se cumplan con las siguientes condiciones:
 - i. La suma de las capacidades instaladas o nominales de los equipos de autogeneración pertenecientes al AC sea menor o igual al límite de potencia máximo definido en la Resolución UPME 281 de 2015 para ser AGPE.
 - ii. La Capacidad Instalada por Usuario para fines comerciales de que trata el artículo 18 de esta Resolución sea mayor a 100 kW o el Porcentaje de Distribución de Excedentes, del que trata el artículo 19 de esta Resolución, sea superior o igual al 10% para algún usuario del AC.

Adicionalmente se tendrá en cuenta para el tratamiento de los excedentes el artículo 21 de la presente resolución.

3. Para un AC, donde la suma de las capacidades instaladas o nominales de los equipos de autogeneración de los puntos de conexión pertenecientes al AC es mayor al límite de potencia máximo definido en



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

la Resolución UPME 281 de 2015 para ser AGPE y se encuentra dentro del límite de potencia establecido en la resolución UPME 501 de 2024 para ser AC, los excedentes se podrán comercializar conforme a las reglas de las Resoluciones CREG 024 de 2015 y 096 de 2019.

Los excedentes totales del AC se podrán remunerar de forma agrupada y en forma horaria en las fronteras de generación asociadas. También se podrán remunerar de forma individual por cada frontera comercial. Lo anterior será decisión de la AC y se deberá registrar debidamente por el agente que los represente en el Mercado Mayorista de Energía en el(los) contrato(s) correspondiente(s) de venta la energía conforme la regulación vigente.

Artículo 21. Distribución de energía excedentaria de los AC hasta 1 MW de capacidad instalada. Para la distribución y comercialización de energía excedentaria de los AC de que trata los numerales 1 y 2 del artículo 18 de esta resolución y conforme al capítulo V de la Resolución CREG 174 de 2021, se deberá asociar el AC con la regulación aplicable a un AGPE. El comercializador deberá unificar los ciclos de facturación para todos los usuarios pertenecientes al AC, 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.

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

Donde:

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

$PDE_{i,j,u}$: Porcentaje de Distribución de los Excedentes (PDE) del AC, del que trata el artículo 19 de esta Resolución.

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

$Exc_{i,j,m,u}$: 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. Para esta variable, las fronteras de comercialización u sin entrega de excedentes, aquellas que solo tienen consumo, tendrán un valor asignable al interior de la sumatoria en la fórmula de cero.



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

2. El cálculo de los excedentes asociados a la variable $Exc1_{i,j,m,u}$ para los usuarios pertenecientes al AC de los que trata el artículo 26 de la resolución CREG 174 de 2021 será así:

Se calcula como el valor de los excedentes del AC asignables al usuario u de los que trata el numeral 1 de este artículo, hasta el valor de la variable $Imp_{i,j,m,u}$ de que trata el artículo 26 de la Resolución CREG 174 de 2021. Por lo anterior, el valor resultante de energía puede tomar valores entre cero (0) e $Imp_{i,j,m,u}$.

3. El cálculo de los excedentes asociados a la variable $Exc2_{i,j,m,u}$, de los que trata el artículo 26 de la Resolución 174 de 2021 para los usuarios pertenecientes a un AC será así:

Se calcula como el valor de los excedentes del AC asignable al usuario u de los que trata el numeral 1 de este artículo, que están por encima de la variable $Imp_{i,j,m,u}$ de que trata el artículo 26 de la Resolución CREG 174 de 2021.

Artículo 22. 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.

Adicional al contenido mínimo de las facturas para los usuarios AGPE contenido en las Resoluciones CREG 135 y CREG 174 de 2021, el comercializador que presta el servicio a un AC deberá indicar:

- i) El nombre o código del AC a la que pertenece el usuario;
- ii) Número total de integrantes del AC;
- iii) PDE del usuario;
- iv) Cantidad total de energía en kWh del AC;
- v) Cantidad de energía en kWh asignado al usuario del AC.

Artículo 23. Tratamiento de excedentes de los AC. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), y el Liquidador y Administrador de las Cuentas (LAC), deben aplicar lo establecido en el artículo 24 de la Resolución CREG 174 de 2021 o la Resolución CREG 024 de 1995 para el tratamiento de los excedentes en el Mercado de Energía Mayorista, para lo cual, se deberá asociar cada frontera comercial del AC de forma independiente con la misma forma en que se trata un AGPE o un AGGE y



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

según sea agente comercializador o generador el representante de la frontera comercial.

Artículo 24. Comercialización de la energía de un GDC. La generación de un GDC se reconocerá de acuerdo con las siguientes disposiciones:

1. Para los GDC cuya suma de capacidad instalada o nominal de los equipos de generación se encuentre dentro del límite para ser generador distribuido conforme la resolución CREG 174 de 2021, la generación de energía se comercializará de acuerdo con las reglas establecidas en el artículo 22 de la resolución CREG 174 de 2021.
2. Para los GDC cuya suma de capacidad instalada o nominal de los equipos de generación sea superior al límite para ser generador distribuido conforme la resolución CREG 174 de 2021 y se encuentre dentro del límite de potencia establecido en la resolución UPME 501 de 2024, la generación de energía se comercializará de acuerdo con las reglas establecidas en la resolución CREG 096 de 2019.

En los casos anteriores se podrán agrupar las medidas de generación para la venta de energía integrada, o vender de forma independiente por cada frontera de generación.

CAPÍTULO 3 – ARMONIZACIÓN DE LA REGULACIÓN PARA LOS AGPE, GD, AC Y GDC.

Artículo 25. Ventanilla única. Modifíquese el artículo 9 de la Resolución CREG 174 de 2021, el cual quedará de la siguiente manera:

ARTÍCULO 9. VENTANILLA ÚNICA. Los potenciales AGPE, AGGE y los GD deben gestionar su solicitud de conexión a través de la ventanilla única de que trata la Resolución CREG 075 de 2021 que implementará y gestionará la entidad que defina el Ministerio de Minas y Energía conforme a sus lineamientos.

Para el caso de los interesados a los que les aplica lo establecido en la presente resolución, la ventanilla única 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 única tiene por objetivo brindar información y acceso a las entidades de regulación, planeación, vigilancia y control del sector. En esa medida, en la ventanilla única 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 única deberá



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

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 única 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 única 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 única, 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 única, una vez esta esté disponible.

PARÁGRAFO 1. En la ventanilla única 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 única, la migración de la información histórica que corresponda.

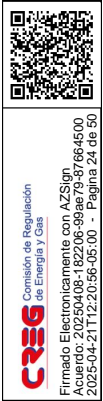
PARÁGRAFO 2. El OR es el agente responsable de atender y resolver las solicitudes de conexión que se presenten en la ventanilla única para trámite en línea de los proyectos de la que trata la presente resolución. Por su parte, el usuario es el responsable de allegar la información solicitada, conforme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

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

Artículo 26. Modificación alternativa de comercialización de los GD. Modifíquese el literal b) del artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021, el cual quedará de la siguiente manera:

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:

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



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

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

Donde,

$PVgd_{h,m,n,i,j}$: Precio de 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, para el mes m , expresado en COP/MWh.

El ASIC publicará este valor de acuerdo con el Artículo 19 de la Resolución CREG 119 de 2007.

Cuando la variable MC_m supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 071 de 2006, dicho precio, según aplique: i) no podrá superar el precio de escasez ponderado, o, ii) no podrá superar el precio de las transacciones en bolsa que le aplique según el precio de escasez activado.

$P_{n,m-1,i,j}$: 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.

El ASIC deberá incluir la energía generada del GD en su balance de venta y compra de energía en bolsa y en el balance de energía de compra y venta en bolsa del comercializador correspondiente.

Así mismo, cuando se use esta alternativa de venta de energía, el agente generador representante del GD debe declarar ante el ASIC que se está haciendo uso de la misma para que surtan los efectos para el tratamiento del balance en bolsa anterior. Para ello, el representante del GD tendrá la responsabilidad de notificar y actualizar oportunamente a través de los medios que determine el ASIC el periodo de tiempo en el cual estará comercializando la energía.

Parágrafo. En cumplimiento de este artículo, a los contratos de los GD que estén suscritos antes de la entrada en vigencia de la presente resolución y que no estén en función de lo regulado en este artículo, se les modificará el precio de acuerdo a lo establecido en lo aquí dispuesto desde el séptimo



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

mes siguiente contado a partir de la entrada en vigencia de esta resolución. El agente comercializador deberá enviar el contrato actualizado.

Mientras se cumple el periodo de tiempo anterior, se dará cumplimiento a lo establecido en el Anexo 1 de esta resolución. Así mismo, la metodología del traslado del costo de compras de energía al valor determinado en este artículo en función del MC_m será publicado en resolución aparte.

Lo especificado en este parágrafo no aplica a los contratos que estén registrados aplicando el literal a) del artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021.

Artículo 27. Modificación del artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021. Modifíquese el artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021, el cual quedará de la siguiente manera:

Artículo 23. Alternativas de entrega de los excedentes de AGPE. Los AGPE podrán vender o entregar sus excedentes de acuerdo con las siguientes alternativas:

- 1) *Si es un AGPE que no utiliza FNCER,*
 - a) *A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.*
 - 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 horario 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, para el mes m , expresado en COP/MWh.*

El ASIC publicará este valor de acuerdo con el Artículo 19 de la Resolución 119 de 2007.

- 2) *Si es un AGPE que utiliza FNCER,*
 - a) *A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.*
 - 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 crédito de energía y la valoración horaria de la energía que exceda el crédito se define en el artículo 25 de esta resolución, y*



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

iii) la energía es destinada a la atención exclusiva de usuarios regulados.

Parágrafo 1. Cuando la variable MC_m supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 071 de 2006, dicho precio, según aplique: i) no podrá superar el precio de escasez ponderado, o, ii) no podrá superar el precio de las transacciones en bolsa que le aplique según el precio de escasez activado.

Parágrafo 2. El comercializador que le presta el servicio de energía eléctrica es responsable de adecuar los contratos de servicios públicos o de condiciones uniformes de sus usuarios a quienes compra excedentes, para reflejar sus obligaciones con el usuario respecto de los excedentes recibidos. Esto se debe formalizar con un acuerdo especial conforme lo establece la Resolución CREG 135 de 2021 sobre derechos de los usuarios autogeneradores.

Parágrafo. Para el cumplimiento de este artículo, los AGPE existentes y operando al momento de expedición de esta resolución que tengan contratos de venta de excedentes con algún comercializador y que no estén en función de lo establecido en este artículo, continuarán con dicha situación durante los seis meses siguientes contados a partir de la entrada en vigencia de esta resolución. A partir del séptimo mes, deberán acogerse a lo dispuesto en este artículo. El agente comercializador representante deberá enviar el contrato actualizado.

Mientras finaliza el periodo de tiempo anterior, se dará cumplimiento a lo establecido en el Anexo 2 de esta resolución. Así mismo, la metodología del traslado del costo de compras de energía al valor determinado en este artículo en función del MC_m será publicado en resolución aparte.

Lo especificado en este parágrafo no aplica a los contratos que estén aplicando: i) el literal a), numeral 1) del artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021, y ii) el literal a) numeral 2) del artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021.

Artículo 28. Modificación de alternativa para la entrega de excedentes de AGPE que usan FNCER. Modifíquese el artículo 25 de la Resolución CREG 174 de 2021, el cual quedará de la siguiente manera:

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 26 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 a la variable MC_m .

Lo anterior, de acuerdo con las siguientes reglas:



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

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

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 $Cv_{m,i,j}$ de la Resolución CREG 119 de 2007. Si es un usuario no regulado, el costo de comercialización $Cv_{m,i,j}$ 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 .

MC_m corresponde a la variable de que trata el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, para el mes m , expresado en COP/MWh.

El ASIC publicará este valor de acuerdo con el Artículo 19 de la Resolución 119 de 2007.

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

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. 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 numeral 1) de este artículo.



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

Parágrafo. Cuando la variable MC_m supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 071 de 2006, dicho precio, según aplique: i) no podrá superar el precio de escasez ponderado o ii) no podrá superar el precio de las transacciones en bolsa que le aplique según el precio de escasez activado.

Parágrafo. Para el cumplimiento de este artículo, los AGPE existentes y operando al momento de expedición de esta resolución que tengan contratos de venta de excedentes con algún comercializador usando el crédito de energía y una valoración horaria que no esté en función de lo establecido en este artículo, continuarán con dicha situación durante los seis meses siguientes contados a partir de la entrada en vigencia de esta resolución. A partir del séptimo mes, deberán acogerse a este artículo. El agente comercializador representante deberá enviar el contrato actualizado.

Mientras se cumple el periodo de tiempo anterior, se dará cumplimiento a lo establecido en el Anexo 3 de esta resolución. Así mismo, la metodología del traslado del costo de compras de energía al valor determinado en este artículo en función del MC_m será publicado en resolución aparte.

Artículo 29. Información al AGPE por la entrega de excedentes.

Modifíquese el artículo 26 de la Resolución CREG 174 de 2021, el cual quedará de la siguiente manera:

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) y que aplica crédito de energía:

$$VE_{i,j,n,m,u} = (Exc1_{i,j,m,u} - Imp_{i,j,m,u}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exc1_{i,j,m,u} * Cv_{m,i,j}] + Exc2_{i,j,m,u} * MC_m$$

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

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

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:



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

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

d) Para el AGPE que no utiliza FNCER y que el precio de venta es el MC_m :

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

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*

$VE_{i,j,n,m,u}$: 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) e $Imp_{i,j,m,u}$.

$Imp_{i,j,m,u}$: 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. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.



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

- $Cv_{m,i,j}$: Margen de comercialización en $\$/kWh$, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007. En el caso de usuarios no regulados es el costo pactado.
- $Exc2_{i,j,m,u}$: Excedente de energía horaria acumulada que supera el valor de la variable importación de energía acumulada, $Imp_{i,j,m,u}$, 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.
- Mc_m : Variable de que trata el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, para el mes m , expresado en $\$/kWh$.
- T_m : Costo por uso del STN en $\$/kWh$, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007.
- $D_{n,m}$: Costo por uso del sistema de distribución en $\$/kWh$, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007.
- $PR_{n,m,i,j}$: 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.
- $R_{m,i}$: Costo de restricciones y servicios asociados con generación en $\$/kWh$, en el mes m , según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007.
- $ExcT_{h,i,j,m,u}$: 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 o aquellos que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.

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.



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

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.*

Parágrafo. Mientras se cumple el periodo de tiempo de transición establecido en los párrafos de los artículos 27 y 28 de esta resolución, se dará aplicación al Anexo 4 de esta resolución.

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

- a) Frontera de generación distribuida o de AGDC:** Frontera en la que se dan las transferencias de energía entre un generador distribuido o GDC y el sistema de distribución.
- b) Frontera de usuario:** Frontera en la que se dan las transferencias de energía que le permiten al comercializador determinar el consumo de energía de un usuario, es decir, corresponde a un medidor en los términos previstos en la Resolución CREG 108 de 1997.
- c) Frontera de autogeneración o de AGRC:** Frontera en la que se registran de manera independiente las transferencias de la energía que recibe el autogenerador o el AC y las transferencias de la energía que entrega el autogenerador o el AC al sistema de distribución.

Artículo 31. Reporte de fronteras de AGRC o AGDC. El representante del AC o de GDC deberá reportar al comercializador del respectivo mercado el tipo de agente en que se constituye la CE, la actividad que desarrollará y las fronteras que conforman el agente y que se deberán tener en cuenta para efecto de las ventas de energía del GDC o de la liquidación de excedentes del AC. Este reporte deberá actualizarse cada vez que deba incluirse o eliminarse una frontera.

Parágrafo. La CREG publicará mediante circular, dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el formulario de reporte de fronteras de AGRC y AGDC. La CREG actualizará mediante circular este formulario cuando lo considere pertinente.



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

Artículo 32. Contratos de conexión para AGDC y AGRC. Un AC deberá suscribir un contrato de conexión con el respectivo distribuidor del mercado al que se encuentra conectado por cada frontera cuya potencia instalada sea superior a 100 kW.

Un GDC deberá suscribir un único contrato de conexión, con el respectivo distribuidor del mercado al cual se conecta, en el que se relacionen todas las fronteras que lo componen.

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 o aquella que la adicione, modifique o sustituya.

Artículo 33. Formulario de solicitud de conexión, contenido de los estudios de conexión estándar y pruebas para la conexión. El AC que desee conectarse a un sistema de distribución en ZNI, deberá hacer su solicitud de conexión ante el distribuidor en ZNI, para cada una de sus fronteras, teniendo en cuenta el formulario de solicitud de conexión, los estudios de conexión estándar y las pruebas para conexión informados mediante las Circulares CREG 037 y 085 de 2018.

Artículo 34. Condiciones para conectarse como AC en ZNI. El AC 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 35. Procedimiento de conexión a un sistema de distribución para fronteras de AGRC con potencia instalada menor o igual a 100 kW. Para cada frontera de AGRC, se aplicará el procedimiento simplificado de conexión para autogeneradores con potencia instalada menor o igual a 100 kW, establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 038 del 2018, así como, las Circulares CREG 037 y 085 del 2018.

Artículo 36. Procedimiento de conexión a un sistema de distribución para fronteras de AGRC con potencia instalada mayor a 100 kW. Para cada frontera de AGRC, se aplicará el procedimiento de conexión para autogeneradores con potencia instalada mayor a 100 kW, establecido en el artículo 17 de la Resolución CREG 038 del 2018, así como, las Circulares CREG 037 y 085 del 2018.

Artículo 37. Obligaciones de los AC. Se aplicará lo previsto en los artículos 10, 11 y 12 de la Resolución CREG 038 de 2018 o aquella que la adicione, modifique o sustituya.



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

Artículo 38. Obligaciones de los distribuidores en relación con la conexión de AC. Para el caso de la conexión de los AC al sistema de distribución en ZNI, 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 39. Estándar técnico de disponibilidad del sistema. Para el estándar técnico de disponibilidad del sistema de los AC se aplicará, por frontera, el mismo tratamiento según lo dispuesto en el artículo 6 de la Resolución CREG 038 de 2018 o aquella que la adicione, modifique o sustituya..

Artículo 40. Sistema de información. Al sistema de información, del que tratan los artículos 7 y 8 de la Resolución CREG 038 de 2018, deberá incorporarse la información de la AGRC presente en el sistema de distribución que se encuentre bajo su operación.

Artículo 41. 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 6 de la Resolución CREG 038 de 2018. 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 fronteras de AGRC.

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

Artículo 42. Sistema de medición de AC que entrega excedentes a la red. En cada frontera de AGRC en donde se haga entrega de excedentes y se tenga importación de energía, 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 o aquel que lo adicione, modifique o sustituya.

Artículo 43. Entrega y remuneración de excedentes de autogeneración y AGRC. 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 AC y de efectuar la correspondiente liquidación. Al cierre de cada ciclo de facturación, la liquidación de los excedentes de



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

autogeneración o de AGRC, 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 AGRC 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 AGRC 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:

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

La valoración del balance se determinará teniendo en cuenta todas las fronteras reportadas por el AC, desde la 1 hasta la j , en el caso de AGRC. 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 AC en la frontera f , del mercado de 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 AC 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 AC 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,



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

aplicable durante el ciclo de facturación cf , expresado en pesos por kilovatio hora, $\$/kWh$.

$PDBE_{f,k}$: Porcentaje en que debe ser asignado el balance de excedentes del AC a la frontera f , en el mercado de comercialización k , según lo reportado por el AC al comercializador. Deberá cumplirse que la suma de todos los PDBE reportados por el respectivo AC 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.

$SC_{f,k,cf}$: 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 , expresado en pesos por kilovatio hora, $\$/kWh$, según lo previsto en la Resolución CREG 091 de 2007.

f : Cada una de las fronteras de autogeneración o AGRC.

n : Nivel de tensión n .

k : Mercado de comercialización.

cf : Ciclo de facturación.

Cuando $LEA_{f,n,k,cf} \leq 0$, el autogenerador o el representante de la respectiva frontera de AGRC, 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 AGRC el valor de la respectiva liquidación.



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

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

Artículo 44. 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 las Resoluciones CREG 091 de 2007 y 101 064 del 2024 o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

Artículo 45. Convocatorias públicas para la atención de usuarios en ZNI. Para efectos de la participación de los GDC en las convocatorias que realicen los comercializadores en ZNI con el fin de celebrar contratos de energía, aplicará lo previsto en la Resolución CREG 101 021 del 2022 o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan.

CAPÍTULO 4 – MODIFICATORIAS EN ZNI

Artículo 46. Mercado de comercialización en ZNI. Modifíquese la definición de Mercado Relevante de Comercialización del artículo 2 de la Resolución CREG 091 de 2007 el cual quedará así:

Mercado de Comercialización: Conjunto de usuarios conectados a un mismo Sistema de Distribución.

TÍTULO IV. VIGENCIAS, MODIFICACIONES Y DEROGATORIAS

Artículo 47. Vigencia, modificaciones y derogatorias. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y modifica:

- El artículo 2 de la Resolución CREG 091 de 2007.
- El artículo 20 de la Resolución CREG 038 de 2018.
- El literal b) del artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021.
- Los artículos 9, 23, 25 y 26 de la Resolución CREG 174 de 2021.

Así mismo, la presente resolución deroga:

- El párrafo 3 del artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021.



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

Cualquier adición, modificación o sustitución de las disposiciones legales y regulatorias a las que se hace referencia en el presente acto administrativo y que se realicen con posterioridad a su expedición, se entenderán incorporadas a este.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a los 06 días de abril de 2025

EDWIN PALMA EGEA

Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO JIMENEZ RIVERA

Director Ejecutivo



CREG Comisión de Regulación
de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20250408-182206-99ae79-87864500
2025-04-21T12:20:56-05:00 - Pagina 38 de 50

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

Anexo 1

Aplicación del literal b) del artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021 durante el periodo de transición

Los GD que vendan energía al comercializador integrado con el Operador de Red, conforme el literal b) del artículo 22 de la Resolución CREG 174 de 2021 podrán comercializar su energía de acuerdo con la siguiente alternativa en el periodo de transición:

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:

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

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

Donde,

$PVgd_{h,m,n,i,j}$: 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.

$Pbolsa_{h,m}$: Precio de bolsa en la hora h del mes m , en \$/kWh. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 071 de 2006, el precio de remuneración de la energía, según aplique: i) no podrá superar el precio de escasez ponderado o ii) no podrá superar el precio de las transacciones en bolsa que le aplique según el precio de escasez activado.

$P_{n,m-1,i,j}$: 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 Resolución CREG 174 de 2021.

$G_{m,i,j}$: 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



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

conectada, debido a su ubicación cercana a los centros de consumo.

El traslado del costo de compras de los GD aplicando este anexo transitorio se realizará conforme a lo indicado en el artículo 27 de la Resolución CREG 174 de 2021.

EDWIN PALMA EGEA
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO JIMENEZ RIVERA
Director Ejecutivo



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

Anexo 2

Aplicación del artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021 durante el periodo de transición

Los AGPE que usan la alternativa de que trata el artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021, podrán comercializar su energía de acuerdo con la siguiente alternativa en el periodo de transición:

Los AGPE podrán vender o entregar sus excedentes de acuerdo con las siguientes alternativas:

- 1) Si es un AGPE que no utiliza FNCER,
 - a) A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.
 - 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 precio horario en la bolsa de energía, y iii) la energía es destinada a la atención exclusiva de usuarios regulados.
- 2) Si es un AGPE que utiliza FNCER,
 - a) A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.
 - 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 crédito de energía y la valoración horaria de la energía que exceda el crédito se define en el Anexo 3 de esta resolución, y iii) la energía es destinada a la atención exclusiva de usuarios regulados.

Parágrafo 1. En el día que se presente una condición crítica, los precios de compra de excedentes que se hayan pactado al precio de bolsa nacional o estén en función de este, el precio de remuneración de la energía, según aplique: i) no podrá superar el precio de escasez ponderado o ii) no podrá superar el precio de las transacciones en bolsa que le aplique según el precio de escasez activado.

Parágrafo 2. El comercializador que le presta el servicio de energía eléctrica es responsable de adecuar los contratos de servicios públicos o de condiciones uniformes de sus usuarios a quienes compra excedentes, para reflejar sus obligaciones con el usuario respecto de los excedentes recibidos. Esto se debe formalizar con un acuerdo especial conforme lo establece la Resolución CREG 135 de 2021 sobre derechos de los usuarios autogeneradores.

Parágrafo 3. Los AGPE existentes y operando al momento de expedición de esta resolución que tengan contratos de venta de excedentes con algún



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

comercializador o generador, y que el contrato no esté en función de alguna de las opciones aquí establecidas, continuarán con dicha situación hasta la finalización de su contrato. Al terminar el contrato deberán acogerse a una de las opciones de que trata este artículo.

El traslado del costo de compras de los AGPE aplicando este anexo transitorio se realizará conforme a lo indicado en el artículo 27 de la Resolución CREG 174 de 2021.

EDWIN PALMA EGEA
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO JIMENEZ RIVERA
Director Ejecutivo



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

CREG

Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20250408-182206-99ae79-87864500
2025-04-21T12:20:56-05:00 - Pagina 42 de 50

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

Anexo 3

Aplicación del artículo 25 de la Resolución CREG 174 de 2021 durante el periodo de transición

Los AGPE que usan FNCER y usan la alternativa de que trata el literal b) numeral 2) del artículo 23 de la Resolución CREG 174 de 2021, la cual refiere a la aplicación del artículo 25 de la Resolución CREG 174 de 2021, podrán comercializar su energía de acuerdo con la siguiente alternativa en el periodo de transición:

Al cierre de cada período de facturación, los excedentes de un AGPE se categorizarán en dos tipos de excedentes: 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 precio de bolsa horario.

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):

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. 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 precio horario de bolsa de energía correspondiente.

Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 071 de 2006, el precio de remuneración de la energía, según aplique: i) no podrá superar el precio de escasez ponderado o ii) no podrá superar el precio de las transacciones en bolsa que le aplique según el precio de escasez activado.

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

a) Crédito de Energía



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

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. 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 precio horario de bolsa de energía correspondiente.

Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 071 de 2006, el precio de remuneración de la energía, según aplique: i) no podrá superar el precio de escasez ponderado o ii) no podrá superar el precio de las transacciones en bolsa que le aplique según el precio de escasez activado.

El traslado del costo de compras de los AGPE aplicando este anexo transitorio se realizará conforme a lo indicado en el artículo 27 de la Resolución CREG 174 de 2021.

EDWIN PALMA EGEA
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO JIMENEZ RIVERA
Director Ejecutivo



CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas

Firmado Electrónicamente con AZSign.
Acuerdo: 20250408-182206-99ae79-87864500.
2025-04-21T12:20:56-05:00 - Página 44 de 50

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

Anexo 4

Aplicación del artículo 26 de la Resolución CREG 174 de 2021 durante el periodo de transición

El artículo 26 de la Resolución CREG 174 de 2021 se aplicará durante el periodo de transición de la siguiente forma:

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) y que aplica crédito de energía:

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

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

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

- 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 y que el precio de venta es el precio de bolsa:

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

Donde:

i: Comercializador *i*

j: Mercado de comercialización *j*

n: Nivel de tensión *n*



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

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. 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. 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.



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

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 .

$Pbolsa_{h,m}$: Precio de bolsa en la hora h del mes m , en $\$/kWh$, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 071 de 2006, el precio de remuneración de la energía, según aplique: i) no podrá superar el precio de escasez ponderado o ii) no podrá superar el precio de las transacciones en bolsa que le aplique según el precio de escasez activado.

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

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

$PR_{n,m,i,j}$: 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.

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

$ExcT_{h,i,j,m,u}$: Excedentes de energía del AGPE u en la hora h en mes m , en kWh, que tienen precio pactado o venden a precio de bolsa.

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.



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

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.

El traslado del costo de compras de los AGPE aplicando este anexo transitorio se realizará conforme a lo indicado en el artículo 27 de la Resolución CREG 174 de 2021.

EDWIN PALMA EGEA
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO JIMENEZ RIVERA
Director Ejecutivo



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Resolución_CREG_101_072_2025

Comisión de Regulación de Energía y Gas
gestionado por: azsign.com.co



Escanee el código
para verificación

Id Acuerdo: 20250408-182206-99ae79-87664500

Creación: 2025-04-08 18:22:06

Estado: Finalizado

Finalización: 2025-04-21 12:20:54

Firma: Ministro de minas y energía

Edwin Palma Egea
epalma@minenergia.gov.co
80203409
Ministro
Ministerio de Minas y Energía

Firma: Director ejecutivo

Antonio Jiménez
@creg.gov.co
13744211
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Revisión: Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales - OARE

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



<h1 style="text-align: center;">REPORTE DE TRAZABILIDAD</h1>			
<h2 style="margin: 0;">Resolución_CREG_101_072_2025</h2> <h3 style="margin: 0;">Comisión de Regulación de Energía y Gas</h3> <p style="margin: 0; color: green; font-size: small;">gestionado por: azsign.com.co</p>			
Id Acuerdo: 20250408-182206-99ae79-87664500		Creación: 2025-04-08 18:22:06	
Estado: Finalizado		Finalización: 2025-04-21 12:20:54	
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 Energía	Aprobado	Env.: 2025-04-08 18:22:07 Lec.: 2025-04-08 18:30:37 Res.: 2025-04-09 10:25:03 IP Res.: 186.144.232.81
Firma	Antonio Jimenez @creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2025-04-09 10:25:03 Lec.: 2025-04-09 11:19:12 Res.: 2025-04-09 11:19:24 IP Res.: 191.95.54.158
Firma	Edwin Palma Egea epalma@minenergia.gov.co Ministro Ministerio de Minas y Energía	Aprobado	Env.: 2025-04-09 11:19:24 Lec.: 2025-04-21 12:20:46 Res.: 2025-04-21 12:20:54 IP Res.: 179.1.211.133



Escanee el código para verificación