

**PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 091 DE
2025**

(21 JUNIO 2025)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión No. 1390 del 21 de junio de 2025, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución durante diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG, en aplicación a lo dispuesto el numeral 73.17 del artículo 73 de la Ley 142 de 1994, el Decreto 05 de 2025 y la Resolución 105 003 del 14 de septiembre de 2023.

Se invita a los agentes, a los usuarios, a las autoridades locales municipales y departamentales competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y demás interesados, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre la propuesta, dentro del plazo establecido.

Los interesados podrán dirigir sus comentarios al director ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, al correo electrónico creg@creg.gov.co, identificando el mensaje con el siguiente asunto: "Comentarios autogeneración remota y productor marginal".

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

"Por la cual se regula la actividad de autogeneración remota y el productor marginal con usuarios de forma remota y se dictan otras disposiciones"

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

CONSIDERANDO QUE:

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



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

El artículo 14 de la Ley 142 de 1994, modificado por la Ley 689 de 2001, define al productor marginal, independiente o para uso particular como *"la persona natural o jurídica que utilizando recursos propios y técnicamente aceptados por la normatividad vigente para cada servicio, produce bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta exclusivamente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o con sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal"*.

Adicionalmente el artículo 16 de la Ley 142 de 1994 establece que los productores marginales cumplen con las mismas funciones que una Empresa de Servicios Públicos y tienen las obligaciones de que trata el artículo 45 de la ley 99 de 1993:

ARTÍCULO 16. APLICACIÓN DE LA LEY A LOS PRODUCTORES DE SERVICIOS MARGINALES, INDEPENDIENTE O PARA USO PARTICULAR. Los productores de servicios marginales o para uso particular se someterán a los artículos 25 y 26 de esta Ley. Y estarán sujetos también a las demás normas pertinentes de esta Ley, todos los actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, o gratuitamente a quienes tengan vinculación económica con ellas según la Ley, ó en cualquier manera que pueda reducir las condiciones de competencia. Las personas jurídicas a las que se refiere este artículo, no estarán obligadas a organizarse como empresas de servicios públicos, salvo por orden de una comisión de regulación. En todo caso se sobreentiende que los productores de servicios marginales independientes o para uso particular de energía eléctrica están sujetos a lo dispuesto en el artículo 45 de la ley 99 de 1993.

Según el artículo 74 de la Ley 142 de 1994, 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; y 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.

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.

El artículo 4 de la Ley 143 de 1994, señala que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en el cumplimiento de sus funciones los de abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

El artículo 11 de la Ley 143 de 1994 define el concepto de autogenerador como aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades.

El artículo 20 de la Ley 143 de 1994, definió como objetivo fundamental de la regulación en el sector eléctrico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

Por su parte, 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*".

Para el cumplimiento del objetivo señalado, en el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, se le atribuyó a la CREG, entre otras, las funciones de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía y establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), teniendo en cuenta los conceptos del Consejo Nacional de Operación (CNO).

Mediante Resolución CREG 024 de 1995 se reglamentaron los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el SIN, que hacen parte del Reglamento de Operación.



Mediante Resolución CREG 025 de 1995 se estableció el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del SIN que contiene los reglamentos de Código de Planeamiento, Código de Conexión, Código de Medida y Código de Operación. Actualmente el Código de Medida está regulado en la Resolución CREG 038 de 2014.

El artículo 1 de la Resolución CREG 84 de 1996 (Actualmente derogada) complementó la definición legal de la Ley 143 de 1994 para el ejercicio de la actividad de Autogeneración, como aquella ejercida por una persona natural o jurídica que además de producir energía exclusivamente para cubrir necesidades propias, solo podía usar la red pública del SIN como respaldo y no estaba habilitada la venta o entrega de excedentes. De igual forma, la Resolución CREG 84 de 1996 indicó al productor marginal que cumplieran las condiciones establecidas en el artículo 16 de la Ley 142 de 1994, sin establecer otras disposiciones.

La Ley 1715 de 2014 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, incorporando como novedad la entrega de excedentes de energía a la red por parte de los autogeneradores, en los términos que establezca la CREG para tal fin.

Por su parte, el literal "a" del numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014 le confirió al Ministerio de Minas y Energía (MME) las facultades para expedir los lineamientos de política energética en materia de generación con Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) tanto en las Zonas No Interconectadas (ZNI), como para la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala en el SIN, la conexión y operación de la generación distribuida.

Para el caso de la CREG, el literal "a" del numeral 2 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014, determinó respecto a la autogeneración a pequeña escala (AGPE), 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. Así mismo, le encomienda a la CREG la función de definir la remuneración de la energía producida por los autogeneradores de pequeña escala.

Así mismo, el literal "a" del artículo 8 de la misma Ley, establece sobre el Crédito de Energía como función de la CREG: (...) *"Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCE, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin, las cuales se fundamentarán en los criterios*



establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 para definir el régimen tarifario, específicamente, el criterio de suficiencia financiera (...)”.

En este sentido, teniendo en cuenta las facultades y mandatos conferidos por las Leyes 142 y 143 de 1994, y la Ley 1715 de 2014, esta Comisión cuenta con la competencia de regular integralmente la actividad de autogeneración, sin que, para ello, se encuentre restringida al tamaño de la planta o del recurso de generación empleado para tal fin.

A través del Decreto 2469 de 2014, el MME estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, instruyendo a la CREG a que en la expedición de la regulación se tuvieran en cuenta las mismas reglas aplicables a una planta de generación con condiciones similares en cuanto a la cantidad de energía que entrega a la red, así como, estableciendo los parámetros a cumplirse para la actividad de autogeneración.

Conforme lo anterior, esta Comisión expidió la Resolución CREG 024 de 2015 con la finalidad de regular la actividad de autogeneración a gran escala (AGGE) derogando lo dispuesto en la Resolución CREG 084 de 1996, permitiendo la venta de excedentes y su entrega al SIN.

Complementariamente, la Resolución UPME 281 de 2015, estableció el límite de potencia máximo para que un autogenerador sea considerado como de pequeña escala, siendo igual a 1 MW, y corresponde a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.

Mediante el Decreto 348 de 2017, el MME estableció los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala, donde se destaca:

(...) Artículo 2.2.3.2.4.7. Parámetros para ser considerado autogenerador a pequeña escala (...) (...) 2. La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica se entrega para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del Sistema de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local.(...)

(...) Artículo 2.2.3.2.4.9. Remuneración de excedentes de energía. La CREG definirá el mecanismo de remuneración de los excedentes de autogeneración a pequeña escala y el responsable de su liquidación y medición. Dicho mecanismo deberá: i) facilitar la liquidación periódica de los excedentes de energía y definir las condiciones para que los saldos monetarios a favor del autogenerador sean remunerados de



forma expedita y ii) tener en cuenta las características técnicas de la medida y la capacidad instalada del usuario.

Parágrafo. Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG establezca para tal fin en aplicación de lo dispuesto en el artículo 2.2.3.2.4.8 de este decreto. (...)

La Resolución CREG 174 de 2021 a través de la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN, en cumplimiento del artículo 8 de la Ley 1715 de 2014 estableció conceder créditos de energía a los usuarios AGPE con una capacidad instalada o nominal del activo de generación menor o igual a 1 MW.

El Decreto 1403 de 2024 expedido por el MME, derogó tácitamente el Decreto 2469 de 2014, incorporando nuevos lineamientos de política energética en materia de autogeneración, producción marginal y autogeneración remota.

Para el cumplimiento de la nueva política pública definida en el citado Decreto, se establece que la CREG debe analizar:

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.1 Simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores, autogeneradores y productores marginales. Al emitir la regulación para la entrega de excedentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN), o para el consumo de energía desde el SIN por parte de los autogeneradores o por parte de los productores marginales, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) asegurará que apliquen las mismas reglas, incluyendo las condiciones de conexión y demás trámites ante la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), comparables a los de una planta de generación con Capacidad Efectiva Neta similar en cuanto a la cantidad de energía que entrega a la red. Lo anterior abarca los derechos, costos y responsabilidades asignados en el reglamento de operación, reportes de información, condiciones de participación en el mercado mayorista, en el despacho central y en el esquema de cargo por confiabilidad, entre otros (...)

(...) (...) PARÁGRAFO 3. Dentro de los tres (3) meses siguientes a la publicación del presente decreto, la CREG analizará la pertinencia, evaluará y definirá la metodología para la aplicación o no de los cargos por concepto de CERE, FAZNI y/o de otros componentes adicionales establecidos en el mercado, cuando así corresponda. Estos cargos no



aplicarán para los autoconsumos de los autogeneradores que utilicen o no las redes del SIN o de ZNI, o para la energía generada por productores marginales, que usen o no las redes del SIN o de ZNI, y que dicha energía sea usada para sí mismos o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación económica directa con ella o por sus socios o miembros, en sitios distintos a los de producción, o localmente, independientemente de su capacidad (...)

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.1 (...) (...) PARÁGRAFO 1. Lo dispuesto en este artículo también aplicará a la energía que los autogeneradores entreguen al SIN para su consumo propio en sitios distintos a los de producción, y la que entreguen los productores marginales al SIN para sí mismos o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación económica con ella o por sus socios o miembros en sitios distintos a los de producción. La CREG regulará los aspectos operativos y comerciales en este aspecto. (...)

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.1 (...) (...) PARÁGRAFO 2. (...). La CREG evaluará la pertinencia en la aplicación o no del pago del cargo de Transmisión (T) en aquellos casos donde la energía producida y el consumo se encuentren en el mismo Sistema de Distribución Local (SDL) o en el mismo sistema de Transmisión Regional (STR) o que en general no utilicen dicho sistema (...)

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.2. Contrato de respaldo. Los autogeneradores a gran escala y los productores marginales deberán suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o el transportador al cual se conecten. Este contrato será diseñado por los operadores de red o por los transportadores, según corresponda y serán contratos tipo y deberán publicarse en las páginas web de las respectivas empresas. Los autogeneradores a pequeña escala podrán suscribir contrato de respaldo con el operador de red o el transportador al cual se conecten, en los términos que para ello defina la CREG.

Dentro de los tres (3) meses siguientes a la publicación del presente decreto, la CREG emitirá los lineamientos e indicará el contenido mínimo que se tendrán en cuenta para el diseño de estos contratos tipo, y establecerá una metodología para calcular los valores máximos permitidos para remunerar la disponibilidad de respaldo en la distribución y en la transmisión en el SIN (...)

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.4.1. Mecanismos de promoción. La CREG, dentro de los tres (3) meses contados a partir de la publicación de este decreto, evaluará la pertinencia de que el autogenerador y el productor



marginal puedan participar en los mecanismos del cargo por confiabilidad y la remuneración de servicios complementarios (...)

De manera complementaria, el citado decreto redefine los parámetros para ser considerado autogenerador o productor marginal, en los cuales se destaca:

(...) (...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.3. Parámetros para ser considerado autogenerador o productor marginal. Para ser considerado autogenerador o productor marginal de energía eléctrica se deben cumplir los siguientes parámetros:

1. La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica podrá utilizar los activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y/o los sistemas de distribución para su propio consumo en el caso de los autogeneradores, para sí mismos, o para el consumo de personas con las que tiene vinculación económica directa o con sus socios o miembros en el caso de los productores marginales, en sitios distintos a los de producción (...)

(...) 3. Cumplir con la regulación establecida por la CREG cuando: (i) hagan uso del SIN para la entrega de los excedentes; (ii) para el consumo de energía adicional a la autogenerada; (iii) para el consumo de la energía autogenerada en sitios distintos a los de producción, o en el caso de los productores marginales, para sí mismos, para el consumo de personas con las que tiene vinculación económica directa, y/o con sus socios o miembros (...)

Así mismo, el Decreto 1403 de 2024 en su artículo 1 adiciona lineamientos de política energética en materia de liberación de la autogeneración y producción marginal sin excedentes a la red:

(...) ARTÍCULO 2.2.3.2.4.11. Liberación en las condiciones de participación de los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes de energía a la red. No se requerirá autorización de ningún tipo para la conexión al Sistema Interconectado Nacional o Redes en las Zonas No Interconectadas, ni tendrá distinción de gran o pequeña escala, ni límites de capacidad para cuando el autogenerador o el productor marginal no entregue energía a través de la red (...)

Respecto de lo anterior, el MME emitió el concepto con radicado No. 2-2025-006029 del 26 de febrero de 2025, haciendo las siguientes aclaraciones sobre la interpretación y aplicación del artículo 1 del Decreto 1403 de 2024 y sus lineamientos para ejercer la actividad de autogeneración sin excedentes al SIN:



"(...) Consideraciones Técnicas.

Ahora bien, es preciso acotar en adición a lo expuesto, que **la conexión de sistemas de autogeneración o producción marginal al Sistema Interconectado Nacional, independientemente de su intención o no de entregar excedentes, implica consideraciones técnicas fundamentales que impactan directamente la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.**

La conexión de cualquier sistema de generación modifica los niveles de cortocircuito en el punto de conexión, sus alrededores y otras características de la red. Esto afecta directamente los esquemas de protección existentes, los cuales deben ser coordinados considerando las nuevas condiciones operativas para garantizar una respuesta adecuada ante fallas del sistema, los niveles de voltaje y frecuencia de la red. La ausencia de entrega de excedentes no elimina la necesidad de esta coordinación, pues el sistema de generación sigue siendo una fuente potencial de corriente de falla

Los sistemas de autogeneración y producción marginal pueden introducir perturbaciones o distorsiones en la calidad de la potencia del sistema, incluyendo fluctuaciones de tensión, frecuencia, distorsión armónica y desbalances de carga. Estos fenómenos técnicos ocurren independientemente de la dirección del flujo de potencia, es decir, sin importar si hay o no entrega de excedentes a la red. La gestión inadecuada de estos aspectos puede resultar en afectaciones a otros usuarios conectados al mismo circuito o transformador.

La estabilidad del sistema puede verse comprometida por la operación de estos sistemas, particularmente durante eventos de falla o maniobras de la red. Los sistemas de control y protección deben estar adecuadamente configurados para mantener la estabilidad tanto en operación normal como en condiciones de contingencia. Esta necesidad técnica existe independientemente de la entrega de excedentes, pues está relacionada con la interacción dinámica entre el sistema de generación y la red.

La seguridad operativa del sistema requiere que el Operador de Red tenga visibilidad y control sobre todos los elementos conectados que puedan afectar la operación del sistema. La ausencia de procedimientos de evaluación y autorización podría resultar en conexiones no monitoreadas que comprometan la capacidad del operador para mantener las condiciones seguras de operación del sistema. (...)



En consecuencia, no puede desconocerse que los artículos 33 y 34 de la Ley 143 de 1994 disponen que la operación del Sistema Interconectado Nacional debe realizarse bajo criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. Esto implica que cualquier conexión al sistema, independientemente de si se entregan o no excedentes, debe cumplir con los reglamentos técnicos y operativos establecidos por la regulación y los respectivos procedimientos asociados a la conexión. Es particularmente relevante destacar que la Ley 143 otorga al Estado la responsabilidad de asegurar una operación eficiente, segura y confiable en todas las actividades del sector eléctrico, lo cual fundamenta la necesidad de que incluso los autogeneradores y productores marginales que no entreguen excedentes deban cumplir con las disposiciones técnicas y operativas del sistema, pues su conexión impacta directamente en la estabilidad y seguridad de la red.

Por lo anterior, dado que **el Estado tiene por obligación garantizar la operación segura y confiable del sistema** además de mantener y operar las instalaciones preservando la integridad de las personas y, considerando el impacto que supone la conexión de los autogeneradores y productores marginales que no inyectan excedentes a la red, sean estos integrados al Sistema Interconectado Nacional o a Redes en las Zonas No Interconectadas; **se debe asegurar la operación segura de la red y la integridad de quienes operen y hacen uso de la misma en las actividades del sector.**

De esta manera, todas las entidades y empresas del sector interesadas en el desarrollo de autogeneración o producción marginal sin entrega de excedentes deberán ceñirse a la regulación, reglamentos y procedimientos establecidos por las diferentes autoridades del sector en el marco de sus competencias. (...)

En cumplimiento de los nuevos lineamientos de política pública, el 27 de febrero de 2025 la CREG publicó para comentarios el Documento 901 171 de 2025 adjunto a la Circular CREG 136 de 2025, el cual dentro de su análisis inicial indicó:

- a) Los cargos de generación por concepto de Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE), Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) y/o de otros componentes adicionales establecidos en el mercado, están diseñados con base en las Leyes: 142 y 143 de 1994 (CERE y AGC); 633 de 2000 y 173 de 2015 (FAZNI); 99 de 1993, 142 de 1994, 1930



de 2018, 1955 de 2019 y 2294 de 2023 (Transferencias del Sector Eléctrico).

En el primer análisis publicado por la CREG, se encontró inviable jurídicamente exonerar del pago de los anteriores conceptos a los usuarios autogeneradores o productores marginales, esto debido al origen legal de estos y las facultades de la CREG conforme a lo establecido en el artículo 338 de la Constitución Política respecto de crear o imponer el pago de contribuciones fiscales o parafiscales.

Respecto al cargo o componente de Transmisión (T) del costo Unitario de Prestación del servicio (CU), se señaló que no puede ser exonerado a un usuario, dado que este siempre hace uso de la red (activo de tercero), e incluso la usa de forma continua cuando tiene autogeneración de forma remota. Un caso especial es el de usuarios autogeneradores a pequeña escala, los cuales por mandato expreso de la Ley 1715 de 2014 aplican Créditos de Energía.

- b) Se presentó una propuesta de autogeneración remota y el productor marginal con usuarios de forma remota en la cual se cumplen las condiciones de planeación, conexión y operación en forma simétrica que cualquier otra planta de igual capacidad. Las reglas de la energía, para propio consumo cumplen también lo anterior.
- c) Se presentó una propuesta para la participación en el cargo por confiabilidad y el servicio complementario de generación de seguridad.
- d) Sobre una actualización del esquema de cargo de respaldo, se indicó que el tema se abordará en la discusión del proyecto de Resolución CREG 701 082 de 2025, pues no hace parte del presente análisis.
- e) Sobre la aplicación o no de alguno de los lineamientos del Decreto 1403 de 2024 en las Zonas No interconectadas, se indicó que el tema se abordará en análisis y resolución independiente.

En consecuencia, en atención a las herramientas de intervención establecidas en la Ley 142 de 1994, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para la incorporación en la regulación de las medidas instruidas en el Decreto 1403 de 2024, la CREG debe propender especialmente por:

- Que se cumpla con la finalidad de "*Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad.*" en cumplimiento del numeral 2.9. artículo 2 de la Ley 142 de 1994.



- Que se garantice *"el Respeto del principio de neutralidad, a fin de asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios"* en cumplimiento del numeral 3.9. artículo 3 de la Ley 142 de 1994.
- Que el régimen tarifario mantenga incorporados sus criterios, entendiendo que *"Por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades"* en cumplimiento del numeral 87.2 artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

De manera complementaria, mediante el radicado S2025004264, de fecha: 2025-06-11, la CREG se refirió sobre el Pronunciamiento realizado por el MME mediante el radicado No. 2-2025-006029 sobre las condiciones del artículo 1 del Decreto 1403 de 2024, en el siguiente sentido:

*"(...) esta Comisión entiende que si bien para el caso de un autogenerador o productor marginal sin entrega excedentes el artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto 1073 de 2015 le reconoció al usuario el derecho o la facultad de poder usar las redes del SIN, eliminando cualquier tipo de **autorización**, no lo eximió del cumplimiento de los requisitos técnicos, operativos, comerciales y procedimentales que garanticen la operación eficiente, segura y confiable del sistema establecidos en la Ley 143 de 1994 y de cumplir con todos los requisitos y procedimientos establecidos por las diferentes autoridades del sector en el marco de sus competencias; en consecuencia, para su puesta en operación solo se requiere contar con la **aprobación** respecto del cumplimiento de los requisitos antes mencionados para **formalizar la conexión** al SIN.*

*Complementariamente, para la conexión al SIN es necesario diferenciar la potencia máxima declarada del concepto de capacidad instalada o nominal, pues una define la capacidad nominal en función de los equipos de generación o diseño de fabricante, y la otra, define lo que es capaz de entregar un autogenerador a la red en el punto de conexión. Ahora, para identificar ante quien se debe **formalizar la conexión**, dependerá de que la misma sea al Sistema de Distribución Local (SDL), Sistema de transmisión Regional (STR) o Sistema de Transmisión Nacional (STN).*

*En consecuencia, para **formalizar la conexión** al SDL de un autogenerador sin entrega de excedentes, el usuario debe cumplir los*



requisitos técnicos, operativos, comerciales y procedimentales establecidos en la Resolución CREG 174 de 2021, en especial, el procedimiento de conexión al que se refiere el artículo 14 y el numeral "vi)" del Anexo 5 de la citada normativa. Dichos procedimientos brindan una aprobación en la cual se verifica que se cumplen con los requerimientos técnicos regulados. (...)

*(...) que conforme lo dispuesto en el artículo 2.2.3.2.4.11 del Decreto 1073 de 2015, un autogenerador sin entrega de excedentes con conexión al STR o STN no requiere del concepto de conexión emitido por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) que equivale a una autorización; sin embargo, para **formalizar la conexión** debe cumplir con todos los requisitos técnicos, operativos, comerciales y procedimentales que garanticen la operación eficiente, segura y confiable del sistema.*

No obstante, no requerirse concepto de conexión, a efectos de la planeación del SIN, el Centro Nacional de Despacho (CND) le debe informar a la UPME la entrada en operación del autogenerador sin entrega de excedentes con conexión al STR o STN.

En conclusión, entendemos que cualquier autogenerador sin excedentes debe cumplir con toda la regulación vigente, los requisitos técnicos establecidos en el RETIE (pues es un reglamento para seguridad de las personas e instalaciones), realizar el procedimiento de conexión establecido en la regulación y/o en los Acuerdos del Consejo Nacional de Operación (C.N.O.), y en general, cumplir con todos los requisitos técnicos para la conexión y operación, exceptuando la obligación de obtener un concepto de autorización de la conexión o derecho a la conexión.

*Conforme lo expuesto, según la ubicación del punto de conexión, la puesta en operación de un autogenerador sin entrega de excedentes siempre estará antecedida de la aprobación o **formalización de la conexión** por parte del transportador correspondiente y de la realización del procedimiento de entrada en operación y pruebas conforme los Acuerdos del C.N.O., con lo cual, este siempre conocerá la causa de la disminución del consumo del usuario asociado."*

El Documento Soporte CREG 901 195 de 2025 que acompaña esta resolución, incluye los comentarios recibidos al Documento 901 171 de 2025 adjunto a la Circular CREG 136 de 2025, incorporando los análisis y alternativas desarrolladas derivadas de los mismos y que se presentan nuevamente a consideración de la ciudadanía.



En consecuencia,

R E S U E L V E :

TÍTULO I. DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objeto. La presente resolución tiene por objeto regular los aspectos requeridos para el desarrollo de la actividad de autogeneración de forma remota (AGFR) y la actividad de productor marginal con posibilidad de atención de usuarios de forma remota (PMUFR).

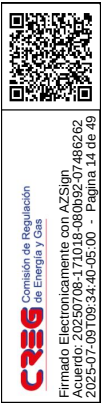
Adicionalmente, se regula la participación de los usuarios que desarrollan la AGFR, PMUFR y la actividad de autogeneración a gran escala (AGGE) en el Cargo por Confiabilidad y la generación de seguridad.

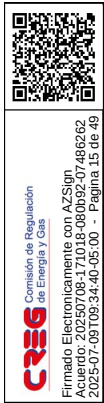
Artículo 2. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a:

- i. Usuarios en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) que deseen realizar la actividad de AGFR o PMUFR en los términos y condiciones definidos en esta resolución.
- ii. Usuarios AGGE o usuarios que realizan la actividad de AGFR o PMUFR y que deseen participar en el Cargo por Confiabilidad y el servicio de Generación de Seguridad en los términos y condiciones definidos en esta resolución.
- iii. A Transportadores, el Centro Nacional de Despacho (CND), al Administrador del Sistemas de Intercambios Comerciales (ASIC), al Liquidador, Administrador de Cuentas (LAC), agentes Comercializadores y Generadores, al Consejo Nacional de Operación (CNO) y a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

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, los Decretos 348 de 2017 y 1403 de 2024 compilados en el Decreto 1073 de 2015, en las resoluciones vigentes de la CREG y aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan, y en especial, las siguientes:

Activos eléctricos o de conexión de un usuario: Son todos los activos eléctricos de conexión utilizados por un usuario para conectarse al STN, STR, SDL o para su interconexión en redes privadas con un usuario productor marginal.





Activos de generación: Son todos los activos eléctricos asociados a una planta de generación.

Autogenerador colectivo (AC). Definición de que trata la Resolución CREG 101 072 de 2024 o aquella que la modifique o sustituya.

Autogenerador a gran escala (AGGE). Definición de que trata la Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya.

Autogenerador a pequeña escala (AGPE). Definición de que trata la Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya.

Actividad de autogeneración de forma remota (AGFR). Actividad realizada por una persona natural o jurídica, que produce energía eléctrica y que emplea los Activos de Uso del STN, STR o SDL para atender sus propias necesidades y entregar energía en el SIN conforme a lo establecido en esta resolución.

Autogenerador remoto (AGR). Es la persona natural o jurídica que realiza la actividad de autogeneración de forma remota (AGFR) con cualquier valor de capacidad instalada o nominal del activo de generación y cualquier tipo de recurso empleado para tal fin.

Actividad de productor marginal con posibilidad de atención de usuarios de forma remota (PMUFR). Actividad desarrollada conforme a lo establecido en el numeral 14.15 del artículo 14 de Ley 142 de 1994, y para su ejercicio, podrá emplear los Activos de Uso del STN, STR o SDL para que la energía entregada al SIN pueda ser utilizada para la atención de la demanda de uno o varios usuarios conectados al SIN, medidos a través de fronteras de comercialización diferentes a la que se encuentra conectado el productor marginal, siempre y cuando estos tengan una vinculación económica conforme a la definida en la presente resolución.

El productor marginal también podrá atender usuarios vinculados económicamente conectados directamente a su sistema de generación de forma física usando exclusivamente redes privadas.

Capacidad instalada o nominal de un AGR o un PM. Corresponde a la capacidad instalada o nominal de que trata la Resolución CREG 174 de 2021.

Potencia máxima declarada (PMD) de un AGR o un PM. Para un AGR corresponde con la misma definición de Capacidad Efectiva Neta (CEN) de que trata la Resolución CREG 074 de 2002. No obstante, si se tiene un usuario que registra consumos en el mismo punto de conexión que coincide con la frontera de generación, entonces la PMD corresponde a la definición de Potencia

Máxima Declarada de que trata la Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya.

Para un PM corresponde a la definición de Potencia Máxima Declarada de que trata la Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la modifique o sustituya.

Productor marginal (PM). Es la persona natural o jurídica que realiza la actividad de producción marginal, sin importar el tamaño del activo de generación, ni el tipo de recurso empleado para tal fin, con posibilidad de atención de la demanda de usuarios de forma remota (PMUFR).

Punto de conexión (PC). Corresponde al punto de conexión al STN, STR o SDL como se define en la Resolución CREG 038 de 2014, o aquella que la modifique o sustituya.

Punto de conexión individual del activo de generación (PCI). Se refiere al punto de conexión eléctrico donde el activo de generación entrega la energía al interior de los activos de conexión del usuario.

Sistema de Distribución Local (SDL). Definición de que trata la Resolución CREG 015 de 2018, o aquella que la modifique o sustituya.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Definición de que trata la Resolución CREG 011 de 2009, o aquella que la modifique o sustituya.

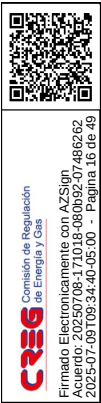
Sistema de Transmisión Regional (STR). Definición de que trata la Resolución CREG 015 de 2018, o aquella que la modifique o sustituya.

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Definición de que trata la Resolución CREG 011 de 2009, o aquella que la modifique o sustituya.

Transportador. Definición de que trata la Resolución CREG 075 de 2021, o aquella que la modifique o sustituya.

Vinculación económica entre los usuarios y un Productor Marginal. Situación de control en los términos señalados en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio entre la clientela del Productor Marginal (PM) y este.

TÍTULO II. AUTOGENERADOR REMOTO (AGR) EN EL SIN



CAPÍTULO 1 – REQUISITOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN

Artículo 4. Consideraciones para el procedimiento de conexión de un usuario que requiera ser AGR. Se deberán cumplir las siguientes disposiciones:

- i. En caso de la conexión de un usuario potencial que pretenda posteriormente ser un AGR, con el fin de recibir la aprobación de su conexión como usuario, se deberán aplicar primero las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021, considerando que para conexiones al STN o STR aplican las reglas para proyectos clase 1 y para conexiones al SDL aplican la reglas para proyectos clase 2.
- ii. El usuario que opte por ser AGR tendrá las obligaciones y tratamiento de los usuarios no regulados señalados en la Resolución CREG 131 de 1998, sin que aplique para ellos los límites de potencia o energía mensuales para la contratación del suministro de energía en el mercado competitivo.

Artículo 5. Procedimiento de conexión y requisitos técnicos de conexión de activos de generación de un AGR. El procedimiento de conexión en el punto de conexión asociado al activo de generación del usuario AGR será el siguiente:

- i. Si la PMD del usuario AGR es inferior a 5MW y la conexión es en el SDL, el usuario deberá aplicar el procedimiento de conexión y requisitos técnicos establecidos en la Resolución CREG 174 de 2021 para un AGGE en el punto de conexión correspondiente.

Adicionalmente, respecto del equipo de medida, se aplicará el artículo 5 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Durante el proceso de conexión el usuario deberá declarar ante el Operador de Red la Capacidad Instalada o Nominal y la PMD. La PMD se deberá verificar en la etapa de pruebas. Las pruebas de la PMD se deberán incluir en un Acuerdo del Consejo Nacional de Operación (CNO). Sobre la capacidad instalada se deberá entregar durante el procedimiento de conexión la documentación de fabricante que pruebe dicha capacidad.

- ii. Si la PMD del usuario AGR es mayor o igual a 5MW y la conexión es en nivel del SDL, STR o STN, o son casos diferentes al literal i anterior, el usuario deberá aplicar el procedimiento de conexión, requisitos técnicos



y asignación de capacidad de transporte establecidos en la Resolución CREG 075 de 2021 en el punto de conexión correspondiente y cumplir con lo previsto en las Resoluciones CREG 025 de 1995 y 070 de 1998, y, según corresponda, en las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Adicionalmente, sobre el equipo de medida, le aplicará el artículo 5 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Durante el proceso de conexión el usuario deberá declarar ante la UPME y el CND la Capacidad Instalada o Nominal y la PMD. La PMD se deberá verificar en la etapa de pruebas. Las pruebas de la PMD se deberán incluir en un Acuerdo del Consejo Nacional de Operación (CNO). Sobre la capacidad instalada se deberá entregar durante el procedimiento de conexión la documentación de fabricante que pruebe dicha capacidad.

- iii. El sistema de trámite en línea del Operador de Red y la ventanilla única de que tratan las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 075 de 2021 deberán aceptar las solicitudes de conexión para los AGR en los términos definidos en este artículo.

Parágrafo. En caso de que el usuario AGR tenga activos de generación adicionales para el propio consumo dentro de sus activos eléctricos sin que se presenten excedentes de energía hacia la red de uso en su frontera de comercialización, se aplicará el procedimiento de conexión con sus requisitos técnicos conforme a las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 075 de 2021, 174 de 2021, 060 de 2019, 148 de 2021 o 101 011 de 2022 (o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan), según el nivel de tensión de conexión de la frontera de comercialización y la capacidad del activo de generación, con el fin de verificar los requisitos y requerimientos técnicos para operar.

Durante el procedimiento de conexión indicaran que son parte de un usuario AGR que tiene activos de generación sin excedentes y serán considerados como autogeneradores sin excedentes para fines de la planeación de la expansión y de la operación del sistema.

Se deberá declarar ante la UPME, el CND o el Transportador la Capacidad Instalada o Nominal, según corresponda. Se deberá entregar durante el proceso de conexión la documentación de fabricante que demuestre la capacidad instalada o nominal.



En caso de que estos usuarios quieran realizar las actividades de AGPE, AGGE, PM o AC deberán retirarse del AGR, dado que las mismas, no podrán desarrollarse simultáneamente.

Artículo 6. Requisitos de operación del activo de generación del AGR.

Para la operación del activo de generación de un usuario AGR en el STN, STR o SDL se deberá cumplir con los artículos 12, 13, 14, 15 y 17 de la Resolución CREG 024 de 2015 y las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 060 de 2019, 148 de 2021 y 101 011 de 2022, y todas aquellas que las hayan modificado o sustituido o que contengan reglas de operación de generadores.

Artículo 7. Sistemas de Medida y Registro de Fronteras Comerciales del AGR. Para los sistemas de medida y el registro de las fronteras comerciales se tendrán en cuenta las siguientes reglas:

- i. Al sistema de medida y frontera de generación del usuario AGR le aplicaran los artículos 5 y 6 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.
- ii. Al sistema de medida y frontera de comercialización del usuario AGR para suministro (consumo) de energía le aplicarán los artículos 5 y 6 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Artículo 8. Registro o cancelación de fronteras comerciales de un AGR. Para registro o cancelación de las fronteras de comercialización o generación del usuario AGR, se deberá seguir el procedimiento definido en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Artículo 9. Cargo por respaldo para conexión de un AGR. Para la aplicación de cargos de respaldo se deberá considerar los siguientes casos:

- i. En caso de que no existan activos de generación en el punto de conexión del usuario AGR, no se aplicaran cargos de respaldo en los términos de la Resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique o sustituya.
- ii. En caso de que existan activos de generación en el punto de conexión del usuario AGR, se aplicaran cargos de respaldo en los términos de la Resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique o sustituya.

Artículo 10. Calidad del servicio del AGR con conexión al SDL. Al usuario AGR con conexión al SDL le aplicarán las disposiciones de calidad del servicio establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018, o aquella que la modifique o sustituya.



Artículo 11. Indisponibilidad de red para entrega de energía del AGR. Ante indisponibilidad de la red del SDL para la entrega de energía por parte de un usuario AGR, se aplicará lo dispuesto en el numeral 5.2.8 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique o sustituya.

Artículo 12. Costo del transporte de Energía Reactiva del AGR. Tanto en la frontera de comercialización como en la frontera de generación, de forma independiente, se determinarán los costos por el transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites de que trata la Resolución CREG 015 de 2018 y 101 035 de 2024.

Siempre que en la instalación del usuario existan activos de generación se deberán, para el punto de conexión, aplicar las reglas de control de tensión conforme la tecnología de generación definidas en la reglamentación vigente; esto para evitar el pago por el concepto anterior en el punto de conexión donde se encuentre el activo de generación.

Así mismo, en caso de que la frontera de comercialización y frontera de generación se encuentren físicamente en el mismo punto de conexión, si el activo de generación realiza control de tensión conforme a la regulación vigente, no aplicará el cobro por costo del transporte de energía reactiva en dicho punto de conexión.

Artículo 13. Tratamiento de las pérdidas en los STR o SDL del AGR. A los usuarios AGR se les dará el mismo tratamiento de las pérdidas de energía señalado para los generadores embebidos en las redes del STR o SDL en la Resolución CREG 024 de 1995 o aquella que la modifique o sustituya.

CAPÍTULO 2 – COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DE UN AGR

Artículo 14. Comercialización de energía de un AGR. Las reglas comerciales son las siguientes:

- i. Para el suministro de energía se aplicará el artículo 10 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Adicionalmente, en el contrato que se celebre entre el agente comercializador y el usuario, debe incluirse como una obligación que la liquidación del consumo de energía se descontará el valor de la variable CERE de que trata la Resolución CREG 071 de 2006 en los términos definidos en el literal iii de este artículo.



Así mismo, en relación con el consumo, si este supera la línea base de consumo del usuario, el ASIC aplicará el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 usando el valor registrado en la frontera de comercialización. El agente comercializador representante será el encargado de calcular la Línea Base de Consumo de que trata el anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya e informarla al ASIC en los términos que este defina.

- ii. De forma general, para el tratamiento del activo de generación, su energía entregada y el Mercado de Energía Mayorista, se aplicarán los artículos 11, 12, 13, 14, 15 y 17 de la Resolución CREG 024 de 2015 conforme a la condición de la planta de generación como despachada o no centralmente.
- iii. En las condiciones de representación, según sea el caso, el agente comercializador o generador estará obligado a realizar un balance en la facturación, así:

- a. El agente comercializador determina para el periodo de facturación el valor a pagar por la energía consumida por el usuario.

En la frontera de comercialización que no contiene activo de generación asociado y declarado para la actividad de AGFR, en el cálculo del valor a pagar por el consumo de energía, el agente comercializador tendrá en cuenta que cuando en una hora h la energía generada es inferior o igual a la consumida, para esa fracción de energía consumida no se recaudara el valor del CERE.

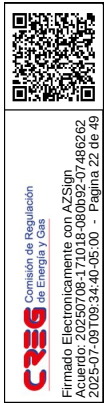
- b. El agente generador determina para el periodo de facturación el valor a pagar al usuario por la energía entregada al sistema por el activo de generación.
- c. Se determina por periodo facturado el neto entre la facturación de los literales a y b.

Si queda saldo a favor del usuario, dicho valor debe reconocerlo y pagarlo el agente generador.

Caso contrario, si queda saldo adeudado por parte del usuario, el usuario se lo deberá pagar al agente comercializador.

En lo demás que no esté previsto en el presente artículo, las partes (usuario AGR / agente comercializador o usuario AGR / agente generador) establecerán de común acuerdo las condiciones de la representación y/o la prestación del servicio.





Artículo 15. Activos de generación para una persona natural o jurídica con diferentes puntos de conexión de consumo. En el caso de una persona natural o jurídica con diferentes puntos de conexión de suministro (consumo) y asociados a diferentes fronteras de comercialización, podrá utilizarse el mismo activo de generación para aplicar las reglas de la actividad de AGFR, de tal forma que se aplique lo establecido en el artículo 14 por cada frontera de comercialización y usando un porcentaje de energía del activo de generación, para lo cual deberán cumplir con:

- i. Cada frontera de comercialización deberá cumplir con los requisitos de fronteras comerciales de usuarios no regulados; por lo tanto, cada frontera de comercialización y el correspondiente NIU (Número de Identificación de Usuario) será tratado con las reglas del mercado no regulado, Resolución CREG 131 de 1998, sin que le apliquen los límites para contratación en el mercado competitivo.

Adicionalmente en un mismo punto de conexión podrá estar asociado uno de los anteriores NIU y el activo de generación con que se realiza la actividad de AGFR, siempre y cuando se vaya a realizar la actividad de AGFR en dos o más fronteras de comercialización asociadas a la misma persona natural o jurídica.

- ii. Todas las fronteras de comercialización asociadas a la persona natural o jurídica deben ser representadas por el mismo agente comercializador.
- iii. La persona natural o jurídica deberá comunicarle a su agente comercializador y agente generador el Porcentaje de Distribución de la Energía (PDE_AGR_u) entregada al SIN por el activo de generación y que corresponderá para su aplicación a cada frontera de comercialización independiente. El PDE_AGR_u deberá cumplir con:

$$\sum_{u=1}^U PDE_AGR_u = 100\%$$

Donde U es el número total de fronteras de comercialización y u es la frontera de comercialización asociada que tendrá una asignación porcentual de energía.

Luego, a cada frontera u de comercialización en la hora h le corresponderá el siguiente valor en kWh del total de la energía entregada al sistema:

$$Energía_AGR_{h,u} = PDE_AGR_u * \sum_{u=1}^U G_h$$

Donde G_h es la generación en kWh entregada al sistema en la hora h por el activo de generación registradas en la frontera de generación en el PC.

- iv. Podrán ser receptores del suministro de energía por parte del activo de generación del AGR, aquellas sedes o establecimientos de comercio que conforme a los códigos CIIU (Clasificación Industrial Internacional Uniforme) se desarrolle la misma actividad económica principal de la persona natural o jurídica que desarrolle la actividad de AGRF.

Para cada NIU de los usuarios asociados, el comercializador que le preste el servicio deberá obtener una declaración juramentada en la que conste la manifestación del cumplimiento de la condición del inciso anterior, acompañado del Registro Único Tributario (RUT) y demás documentos que corroboren su veracidad.

Dentro los tres (3) meses siguientes a la expedición de la presente resolución, el prestador del servicio público debe implementar controles al proceso de verificación y su cumplimiento para acceder o no a la prestación del servicio solicitado.

Corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), en caso de requerirse, definir los formatos a través de los cuales las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica deben suministrar la información a la que se refiere esta resolución.

Artículo 16. Activos de generación embebidos en fronteras comerciales de usuarios no regulados (caso AGR). Los usuarios que requieren ser usuarios AGR con activos de generación embebidos en activos de conexión de usuarios no regulados en los términos de la Resolución CREG 101 070 de 2025, podrán realizar la actividad de AGFR y para efectos de liquidación de que trata este capítulo se utilizará la medida de la frontera de generación embebida referida a la frontera principal de que trata la citada resolución. En este caso solo aplica a activos de generación con capacidad instalada o nominal mayor a 1 MW.

TÍTULO III. PRODUCTOR MARGINAL (PM) EN EL SIN
CAPÍTULO 1 – ASPECTOS GENERALES DE UN PM

Artículo 17. Conformación de un PM. Un usuario será considerado como productor marginal (PM) cuando se cumplan con las siguientes condiciones:



- a) Los activos de generación deberán tener asociada una única frontera de generación que debe estar en el mismo punto de conexión en que se encuentra el usuario PM y que coincide con el punto de conexión de su frontera de comercialización.
- b) El usuario que opte por ser PM tendrá las obligaciones y tratamiento de los usuarios no regulados señalados en la Resolución CREG 131 de 1998, sin que apliquen para ellos los límites de potencia o energía mensuales para la contratación del suministro de energía en el mercado competitivo.

- c) La energía producida y entregada al sistema por el usuario PM puede ser usada para la atención de consumos de usuarios con los cuales tiene vinculación económica en los términos definidos en esta resolución.

Adicionalmente, la energía producida puede ser usada para la atención de usuarios por redes privadas en los términos definidos en esta resolución.

- d) Los usuarios con vinculación económica tendrán las obligaciones y tratamiento de los usuarios no regulados señalados en la Resolución CREG 131 de 1998, sin que apliquen para ellos los límites de potencia o energía mensuales para la contratación del suministro de energía en el mercado competitivo.
- e) En caso de atención de la demanda a usuarios vinculados económicos, dichos vinculados económicos no tendrán activos de generación con excedentes.

Tales vinculados económicos podrán tener activos de generación para su propio consumo dentro de sus activos eléctricos, sin que se presenten excedentes de energía en su frontera de comercialización.

- f) El usuario que requiera ser PM debe cumplir con el procedimiento de conexión del activo generador conforme se indica en esta resolución.

En caso de que algún usuario vinculado económico requiera tener activos de generación sin excedentes también se deberá llevar a cabo el procedimiento de conexión como se indica en esta resolución.

Artículo 18. Deberes y derechos de los usuarios vinculados económicos que atiende un PM. A los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica que sean atendidos por un usuario PM les aplicarán los criterios generales y mecanismos de protección de deberes y derechos establecidos en la Resolución CREG 108 de 1997 y todas aquellas que contengan disposiciones relacionadas con la protección de los usuarios.



Esto aplica a los usuarios vinculados económicos del PM que estén o no conectados al STN, STR o SDL.

Artículo 19. Condiciones para realizar la actividad de comercialización de energía a vinculados económicos. Los usuarios PM que tengan por objeto la comercialización de energía eléctrica a usuarios tendrán dos opciones:

- a) En cualquier caso, si se atienden usuarios sin vinculación económica, el usuario PM deberá constituirse como una empresa de servicios públicos domiciliarios que ejerce la actividad de comercialización de energía. En este caso, le aplican las reglas generales para desarrollar la actividad de comercialización y no le aplica lo dispuesto en esta resolución para la actividad de PMUFR ni será considerado como un usuario PM.
- b) En caso de atender únicamente usuarios con vinculación económica, el usuario PM deberá ser representado por un agente comercializador de energía registrado debidamente en el Mercado de Energía Mayorista.

Los usuarios con vinculación económica deben contar con una situación de control en los términos señalados en los artículos 260 y 261 del Código de Comercio.

Dicha situación deberá estar evidenciada en el certificado de existencia y representación legal del usuario PM y sus usuarios vinculados económicos, y deberá ser declarada a la SSPD en los términos que la misma lo defina.

Así mismo, el usuario PM tendrá la responsabilidad de acreditar la situación de control arriba señalada al comercializador que lo atienda y mantener actualizada la misma en el futuro ante un eventual cambio de dicha condición.

Parágrafo 1. El usuario PM que conforme al literal a) realice la actividad de comercialización le aplicará las reglas de retiro dispuestas en la Resolución CREG 157 de 2011, o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

El usuario PM que conforme al literal b) tenga planeado dejar de prestar el servicio a sus vinculados económicos tiene la responsabilidad de informar a sus usuarios vinculados económicos de tal situación.

Parágrafo 2. En cualquier caso, se debe garantizar que se da 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.



Artículo 20. Lineamientos de los activos eléctricos en redes privadas para atención de vinculados económicos. Si son usuarios sin conexión al STN, STR o SDL, las redes privadas que conecten el usuario PM con el usuario vinculado económico deberán cumplir el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y demás normas técnicas Nacionales o Internacionales (según aplique) que garanticen una operación segura y confiable. Cuando no exista norma nacional aplicable, se deberán utilizar normas internacionales que use el Transportador del mercado de comercialización en que se está operando. En cualquier caso, el usuario PM podrá solicitar al Transportador que opera en la misma área las normas que este usa para ser utilizadas.

En este caso, lo relacionado con los activos eléctricos de las redes privadas, su manejo y toda la responsabilidad asociada con los mismos es del usuario PM y de su agente comercializador representante. Estas actividades no corresponden a la actividad de distribución de energía eléctrica de que trata la Ley 142 de 1994. La responsabilidad del Transportador llega hasta el punto de conexión del usuario PM al STN, STR o SDL.

La remuneración por los activos eléctricos al interior de las redes privadas será la resultante del común acuerdo entre las partes, sin que en ningún momento se superen los cargos por uso del nivel de tensión correspondiente del sistema al cual se conecta la frontera comercial del usuario PM.

Artículo 21. Lineamientos de usuarios vinculados económicos con conexión al STN, STR o SDL. Cuando los activos eléctricos a los que se conecta un usuario vinculado económico sean de uso y responsabilidad de un Transportador, se deberá cumplir con lo establecido en las resoluciones CREG 070 de 1998, 015 de 2018 y 075 de 2021 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

CAPÍTULO 2 – REQUISITOS DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE UN PM

Artículo 22. Consideraciones para el procedimiento de conexión de un usuario vinculado económico del PM a las redes de uso. En caso de la conexión de un usuario potencial que pretenda posteriormente ser atendido por un usuario PM con quien tiene vinculación económica, con el fin de recibir la aprobación de su conexión como usuario, se deberá aplicar primero las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021, considerando que para conexiones al STN o STR aplican las reglas para proyectos clase 1 y para conexiones al SDL aplican la reglas para proyectos clase 2.

Artículo 23. Consideraciones para el procedimiento de conexión de un usuario vinculado económico del PM a sus redes privadas. Si son



usuarios vinculados económicos del usuario PM con o sin conexión al STN, STR o SDL, será responsabilidad del usuario PM y del comercializador representante el brindarle el debido procedimiento para su conexión en la red privada.

Artículo 24. Procedimiento de conexión y requisitos de conexión de activos de generación del usuario PM. El procedimiento de conexión en el punto de conexión asociado al activo de generación del usuario PM será el siguiente:

- i. Si la PMD del usuario PM es inferior a 5MW y la conexión es en el SDL, el usuario deberá aplicar las reglas de procedimiento de conexión y requisitos técnicos establecidos en la Resolución CREG 174 de 2021 para un AGGE en el punto de conexión correspondiente.

Adicionalmente, respecto del equipo de medida, se aplicará el artículo 5 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Durante el proceso de conexión se deberá declarar ante el Operador de Red la Capacidad Instalada o Nominal y la PMD. La PMD se deberá verificar en la etapa de pruebas. Las pruebas a la PMD se deberán incluir en un Acuerdo del C.N.O. Sobre la capacidad instalada se deberá entregar durante el procedimiento de conexión la documentación de fabricante que pruebe dicha capacidad.

- ii. Si la PMD del usuario PM es mayor o igual a 5MW y la conexión es en nivel del SDL, STR o STN o son casos diferentes al literal i anterior, el usuario deberá aplicar el procedimiento de conexión, requisitos técnicos y asignación de capacidad de transporte establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021 en el punto de conexión correspondiente y cumplir con lo previsto en las Resoluciones CREG 025 de 1995 y 070 de 1998, y, según corresponda, en las Resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021, o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Adicionalmente, sobre el equipo de medida, le aplicara el artículo 5 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Durante el proceso de conexión, se deberá declarar ante la UPME y el CND la Capacidad Instalada o Nominal y la PMD. La PMD se deberá verificar en la etapa de pruebas. Las pruebas a la PMD se deberán incluir en un Acuerdo del C.N.O. Sobre la capacidad instalada se deberá entregar durante el procedimiento de conexión la documentación de fabricante que pruebe dicha capacidad.



- iii. Cuando el usuario PM tenga usuarios vinculados económicos con conexión al STN, STR o SDL, y que tengan activos de generación en el interior de sus activos eléctricos sin excedentes de energía en la frontera de comercialización, se aplicará el procedimiento de conexión con sus requisitos técnicos conforme a las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 075 de 2021, 174 de 2021, 060 de 2019, 148 de 2021 o 101 011 de 2022 (o aquellas que las modifiquen, adicionen o sustituyan), según el nivel de tensión de conexión de la frontera de comercialización y la capacidad del activo de generación, con el fin de verificar los requisitos y requerimientos técnicos para operar.

El procedimiento debe ser solicitado y aplicado por el usuario vinculado económico. Adicionalmente en el procedimiento de conexión deberán adjuntar una carta informando que son vinculados económicos del usuario PM y serán considerados como autogeneradores sin excedentes para fines de la planeación de la expansión y de la operación del sistema.

Se deberá declarar ante la UPME, el CND o el Transportador la Capacidad Instalada o Nominal, según corresponda. Se deberá entregar durante el proceso de conexión la documentación de fabricante que demuestre la capacidad instalada o nominal.

En caso de que estos usuarios quieran realizar las actividades de AGPE, AGGE, AGR o AC deberán retirarse del PM, dado que las mismas, no podrán desarrollarse simultáneamente.

- iv. Cuando el usuario PM tenga usuarios vinculados económicos sin conexión al STN, STR o SDL, y que tengan activos de generación sin excedentes en sus propios activos eléctricos, el usuario PM y su agente comercializador representante deberán garantizar que se cumplen con los requisitos técnicos y de operación de las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 075 de 2021, según corresponda, y demás disposiciones regulatorias aplicables para una operación segura, confiable y económica.

Adicionalmente, deberán informar a la UPME, CND y Transportador de dichos activos de generación: la Capacidad Instalada o Nominal, tipo de generación, ubicación geográfica y frontera comercial asociada. Serán considerados ante el sistema como autogeneradores sin excedentes para fines de planeación del sistema y planeación de la operación del sistema.



En caso de que estos usuarios quieran realizar las actividades de AGPE, AGGE o AC deberán retirarse del PM, dado que las mismas no podrán desarrollarse simultáneamente, y cumplir con recibir primero la aprobación de su conexión como usuario conforme a la Resolución CREG 075 de 2021.

- v. El sistema de trámite en línea del Operador de Red y la ventanilla única de que tratan las Resoluciones CREG 174 de 2021 y 075 de 2021 deberán aceptar las solicitudes de conexión para los usuarios PM y usuarios vinculados económicos con conexión al STN, STR o SDL en los términos definidos en este artículo.

Artículo 25. Requisitos de operación del activo generador del PM.

Para la operación del activo de generación de un usuario PM en el STN, STR o SDL se deberá cumplir con los artículos 12, 13, 14, 15 y 17 de la Resolución CREG 024 de 2015 y las Resoluciones CREG 025 de 1995, 070 de 1998, 060 de 2019, 148 de 2021, 101 011 de 2022, y todas aquellas que las hayan modificado o sustituido o que contengan reglas de operación de generadores.

Artículo 26. Sistema de Medida y Registro de Fronteras Comerciales del PM. Para los sistemas de medida y el registro de las fronteras comerciales se tendrán en cuenta las siguientes reglas:

- i. Al sistema de medida y frontera de generación del usuario PM le aplicaran los artículos 5 y 6 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.
- ii. Al sistema de medida y frontera de comercialización del usuario PM para suministro (consumo) de energía le aplicarán los artículos 5 y 6 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.
- iii. Cada frontera comercial de los usuarios vinculados económicos con o sin conexión al STN, STR o SDL, deberá ser representada por el agente comercializador representante del usuario PM.

Todas las anteriores fronteras comerciales deberán cumplir con las condiciones de fronteras de comercialización que aplican a usuarios no regulados, Resolución CREG 131 de 1998. Lo anterior aplicará incluso a fronteras comerciales al interior de las redes privadas entre el usuario PM y cada uno de sus vinculados económicos.

El usuario que opte por ser vinculado económico del usuario PM tendrá las obligaciones y tratamiento de los usuarios no regulados señalados en la Resolución CREG 131 de 1998, sin que apliquen para ellos los límites para contratación en el mercado competitivo.



Artículo 27. Registro o cancelación de fronteras comerciales de vinculados económicos de un PM. Para registro o cancelación de fronteras de comercialización de usuarios vinculados económicos de un usuario PM o del usuario PM, o para la cancelación o registro la frontera de generación del usuario PM, se deberá seguir el procedimiento definido en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Artículo 28. Cargo por respaldo para conexión de un usuario PM. El valor por respaldo de red será el resultante de la aplicación del artículo 7 de la Resolución CREG 024 de 2015 y el Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018 en el punto de conexión asociado a la frontera de comercialización del usuario PM.

Artículo 29. Cargo por respaldo para conexión de un vinculado económico del PM. Si el usuario vinculado económico al PM tiene conexión al SDL o STR y tiene activos de generación sin entrega de energía al sistema, el valor por respaldo de red será el resultante de la aplicación del artículo 7 de la Resolución CREG 024 de 2015 y al Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018 en el punto de conexión asociado a la frontera de comercialización del usuario.

Adicionalmente, si el usuario vinculado económico al usuario PM tiene conexión al SDL o STR y además tiene conexión por redes privadas al usuario PM, el valor por respaldo le aplicará en las condiciones del inciso anterior.

Artículo 30. Calidad del servicio del PM y sus vinculados económicos con conexión al SDL. Al usuario PM con conexión al SDL y a los usuarios vinculados económicos con conexión al SDL, les aplicaran las disposiciones de calidad del servicio establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018, o aquella que la modifique o sustituya.

Artículo 31. Indisponibilidad de red para entrega de energía del PM. Ante indisponibilidad de la red del SDL para la entrega de energía por parte de un usuario PM, se aplicará lo dispuesto en el numeral 5.2.8 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 o aquella que la modifique o sustituya.

Artículo 32. Costo del transporte de Energía Reactiva del PM. Se determinarán los costos por el transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites de que trata la Resolución CREG 015 de 2018 y 101 035 de 2024 en la frontera de comercialización del usuario PM y sus vinculados económicos con conexión al STR o SDL.



Siempre que en la instalación del usuario existan activos de generación se deberán, para el punto de conexión, aplicar las reglas de control de tensión conforme la tecnología de generación definidas en la reglamentación vigente; esto para evitar el pago por el concepto anterior en el punto de conexión donde se encuentre el activo de generación.

Así mismo, en caso de que la frontera de comercialización y frontera de generación se encuentren físicamente en el mismo punto de conexión, si el activo de generación realiza control de tensión conforme a la regulación vigente, no aplicará el cobro por costo del transporte de energía reactiva en dicho punto de conexión.

Artículo 33. Tratamiento de las pérdidas en los STR o SDL del PM.

A los usuarios PM se les dará el mismo tratamiento de las pérdidas de energía señalado en la Resolución CREG 024 de 1995 para los generadores embebidos en las redes del STR o SDL.

CAPÍTULO 3 –COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA DE UN PM.

Artículo 34. Comercialización de energía a usuarios vinculados económicos que no tienen conexión al STN, STR o SDL. De forma general, cuando el usuario PM tiene usuarios con los cuales tiene vinculación económica y que no se encuentren conectados al STN, STR o SDL, la relación entre el usuario PM, su agente comercializador representante y los usuarios vinculados económicos, para la venta de energía y atención de dichos usuarios es bilateral. No obstante, la tarifa del servicio público de energía no podrá ser superior al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) del mercado de comercialización donde se encuentra conectado el usuario PM.

Artículo 35. Comercialización de energía de un usuario PM que no atiende usuarios vinculados económicos con conexión al STN, STR o SDL. Cuando el usuario PM no tiene usuarios con vinculación económica conectados al STN, STR o SDL, las reglas de comercialización en la frontera comercial donde está ubicado el usuario que es usuario PM son las siguientes:

- i. Para el suministro (consumo) de energía se aplicará el artículo 10 de la Resolución CREG 024 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya. Las partes (usuario PM / agente comercializador) establecerán de común acuerdo las condiciones de la representación.

Así mismo, en relación con el consumo si este supera la línea base de consumo del usuario, el ASIC aplicará el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 usando el valor registrado en la frontera de



comercialización. El agente comercializador representante será el encargado de calcular la Línea Base de Consumo de que trata el Anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya e informarla al ASIC en los términos que este defina.

- ii. De forma general, para el tratamiento del activo de generación, su energía entregada y el Mercado de Energía Mayorista, se aplicarán los artículos 11, 12, 13, 14, 15 y 17 de la Resolución CREG 024 de 2015 conforme a la condición de la planta de generación como despachada o no centralmente.

Las partes (usuario PM / agente generador) establecerán de común acuerdo las condiciones de la representación.

Parágrafo. En cualquier caso, las reglas de comercialización a usuarios vinculados económicos sin conexión al STN, STR o SDL les aplica el artículo 34.

Artículo 36. Comercialización de energía de un usuario PM que tiene usuarios vinculados económicos con conexión al STN, STR o SDL.

Cuando el usuario PM tiene usuarios con los cuales tiene vinculación económica y al menos uno de estos usuarios se encuentra conectado al STN, STR o SDL, las reglas comerciales serán las siguientes:

- i. Se deberá acordar entre los usuarios con vinculación económica, el usuario PM y su agente comercializador representante, el Porcentaje de Distribución de Energía del PM - PDE_{PM_u} - de que trata el artículo 37.
- ii. Para el suministro (consumo) de energía de cada frontera de comercialización (la del usuario PM y sus vinculados económicos) le aplicará el artículo 10 de la Resolución CREG 024 de 2015.

Así mismo, en relación con el consumo si este supera la línea base de consumo del usuario, el ASIC aplicará el artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 usando el valor registrado en la frontera de comercialización. El agente comercializador representante será el encargado de calcular la Línea Base de Consumo de que trata el Anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 o aquella que la modifique o sustituya e informarla al ASIC en los términos que este defina. Lo anterior, se aplicará a las fronteras de comercialización del usuario PM y sus vinculados económicos de forma independiente.

- iii. De forma general, para el tratamiento del activo de generación, su energía entregada al sistema y el Mercado de Energía Mayorista, se aplicarán los artículos 11, 12, 13, 14, 15 y 17 de la Resolución CREG



024 de 2015 conforme a la condición de la planta de generación como despachada o no centralmente.

iv. En las condiciones de representación, según sea el caso, el agente comercializador o generador estará obligado a realizar un balance en la facturación, así:

a. El agente comercializador representante del usuario PM determina para el periodo de facturación el valor a pagar por la energía consumida por cada frontera de comercialización.

En el cálculo anterior, únicamente para las fronteras de comercialización que son de usuarios con vinculación económica (no incluye la frontera de comercialización del usuario PM), el agente comercializador representante tendrá en cuenta que cuando en una hora h la energía $Energía_{PM_{h,u}}$ de que trata el artículo 37 es inferior o igual a la energía consumida, para esa fracción de energía consumida no se recaudara el valor del CERE.

b. El agente generador determina para el periodo de facturación el valor a pagar al usuario PM y sus vinculados económicos por la energía entregada al sistema por el activo de generación.

Para lo anterior, el agente generador deberá usar la variable $Energía_{PM_{h,u}}$ de que trata el artículo 37 para facturar por frontera comercial independiente.

c. Se determina por periodo facturado el neto entre la facturación de los literales a y b.

Si queda saldo a favor del usuario (sea el usuario PM o alguno de sus vinculados), dicho valor debe reconocerlo y pagarlo el agente generador.

Caso contrario, si queda saldo adeudado por parte del usuario (sea el usuario PM o alguno de sus vinculados), el usuario que corresponda se lo deberá pagar al agente comercializador representante.

En lo demás que no esté previsto en el presente artículo, las partes (usuario PM / agente comercializador o usuario PM o usuarios vinculados económicos / agente generador) establecerán de común acuerdo las condiciones de la representación y/o la prestación del servicio.



Parágrafo. En cualquier caso, las reglas de comercialización a usuarios vinculados económicos sin conexión al STN, STR o SDL les aplica el artículo 34.

Artículo 37. Porcentaje de Distribución de la Energía del PM (PDE_{PM_u}). El Porcentaje de Distribución de Energía del activo de generación instalado en el usuario PM ($PDE_{PM_{u,j}}$), asignables a la frontera de comercialización del usuario u (sea la del PM y de aquellos con vinculación económica), en el mercado de comercialización j y que es atendida por el comercializador representante, deberá cumplir con:

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

Donde U es el número total de fronteras de comercialización (incluida la frontera de comercialización del usuario PM).

Luego, a cada frontera u de comercialización en la hora h le corresponderá el siguiente valor en kWh del total de la energía entregada al sistema:

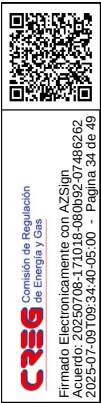
$$Energía_{PMR_{h,u}} = PDE_{PM_{u,j}} * \sum_{u=1}^U G_h$$

Donde G_h es la generación en kWh entregada al sistema en la hora h por el activo de generación registradas en la frontera de generación en el PC.

Artículo 38. Activos de generación embebidos en fronteras comerciales de usuarios no regulados (caso PM). Los usuarios que requieren ser usuarios PM con activos de generación embebidos en activos de conexión de usuarios no regulados en los términos de la Resolución CREG 101 070 de 2025, podrán realizar dicha actividad y para efectos de liquidación de que trata este capítulo se utilizará la medida de generación referida a la frontera principal de que trata la citada resolución. En este caso solo aplica a activos de generación con capacidad instalada o nominal mayor a 1 MW.

TÍTULO IV. CARGO POR CONFIABILIDAD PARA AGGE, AGR Y PM.

Artículo 39. Consideraciones generales para participar en el mecanismo del cargo por confiabilidad. Un usuario AGGE, AGR o PM deberá cumplir con los siguientes requisitos para optar a Obligaciones de Energía Firme (OEF) y participar en alguno de los mecanismos del Cargo por Confiabilidad:

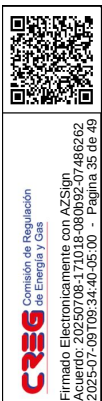


- i. Los usuarios, o personas naturales o jurídicas que no estén constituidas como Empresa de Servicios Públicos (ESP), que desarrollen la actividad de AGGE, AGFR o PMUFR, una vez resulten adjudicatarios, deberán constituirse como ESP, en calidad de agente generador, y así respaldar las obligaciones como resultado del mecanismo de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad que tenga relación con la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la han adicionado o modificado.

No obstante, al momento de participar en algún mecanismo de asignación de OEF, dichos usuarios serán objeto de vigilancia por la SSPD y deberán tener el Contrato de Mandato del que trata la Resolución CREG 031 de 2021.

- ii. Solo podrán participar aquellos usuarios ya constituidos como AGGE, AGR o PM y que sus activos de generación ya se encuentren operando en el SIN y que tengan capacidad instalada o nominal superior a 1 MW. Serán tratados como plantas existentes conforme la regulación vigente del Cargo por Confiabilidad.
- iii. Si el recurso de generación es No Despachado Centralmente, el usuario podrá participar en las subastas del Cargo por Confiabilidad conforme a la Resolución CREG 071 de 2006 en los términos en que sea convocada la subasta y sujetos al cumplimiento de esta resolución.
- iv. Cualquier usuario AGGE, AGR o PM que tenga una planta de generación que sea no despachada centralmente, en caso de quedar adjudicados o con asignaciones de OEF, deberán declararse y operar como una planta despachada centralmente antes del inicio de vigencia de la OEF.
- v. Los usuarios PM con activos de generación embebidos en activos de conexión de usuarios no regulados en los términos de la Resolución CREG 101 070 de 2025, podrán acceder al mecanismo del cargo por confiabilidad y para efectos de liquidación u otros se utilizará la medida de generación referida a la frontera principal.

Artículo 40. Derechos, deberes y obligaciones generales para participar en el mecanismo del cargo por confiabilidad. Aquel usuario que desarrolle la actividad de AGGE, AGR o PM y que participe en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, una vez quede con asignaciones de OEF, adquirirá todos los derechos, deberes y obligaciones establecidas en las Resoluciones CREG 071 de 2006, 061 de 2007 y 101 024 de 2022, y aquellas que las han adicionado o modificado, y en general todas aquellas que sean aplicables.



Artículo 41. Requerimientos de fronteras comerciales para AGGE, AGR y PM y datos y requisitos de la medición del consumo bruto. En general, cualquier usuario AGGE, AGR y PM que opte por participar en algún mecanismo de asignación de OEF deberá tener los siguientes requisitos de medición:

- i. En los casos de usuarios AGGE o PM, estos usuarios deberán contar con una frontera de generación en el punto eléctrico de salida de generación (o punto de conexión individual - PCI), una frontera de generación en el PC y una frontera de comercialización en el PC.

Adicionalmente, se deberá contar inicialmente con una medida del patrón de consumo bruto del usuario de un año, para lo cual, dicho patrón de consumo se obtendrá del balance entre la frontera de generación en el PCI y las fronteras de generación y comercialización en el PC. El ASIC definirá el procedimiento para determinar el balance entre las fronteras comerciales para obtener así el patrón de consumo horario para el año mínimo de datos requerido. Dicho proceso debe ser enviado a la CREG para su publicación vía circular.

- ii. En los casos de usuarios AGR, estos usuarios deberán tener una frontera de generación en el PC donde este ubicado el activo de generación y una frontera de comercialización en el PC donde este ubicado el usuario AGR.

Se deberá contar con el registro horario del consumo del usuario que realiza la actividad de AGFR en la frontera de comercialización en el punto de conexión del usuario de por lo menos un año. Este registro se considera como el patrón de consumo bruto.

Si el usuario que realiza la actividad de AGFR tiene activos de generación sin excedentes asociados a su frontera de comercialización, adicionalmente dicho activo de generación deberá tener una frontera de generación a nivel de PCI. El registro horario de energía de este activo de generación, de mínimo un año, se contará y sumará a la frontera de comercialización como parte del consumo interno para efectos de calcular el consumo bruto.

- iii. Si el usuario PM tiene usuarios vinculados económicos en diferentes puntos de conexión, todos los usuarios con vinculación económica deberán contar inicialmente con un año de datos de medición del consumo y tener frontera de comercialización. El patrón de consumo en este caso será el agregado del patrón de consumo horario de la frontera de comercialización del usuario PM y de los registros horarios de



consumo de cada uno de sus vinculados económicos con conexión al STN, STR o SDL.

Si los usuarios vinculados económicos tienen activos de generación sin excedentes asociados a alguna frontera de comercialización, dichos activos de generación deberán tener una frontera de generación a nivel de PCI. El registro horario de energía de estos activos de generación, de mínimo un año, se contará y sumará a la frontera de comercialización correspondiente como parte del consumo interno para efectos de calcular el consumo bruto.

- iv. Si la persona natural o jurídica que realiza la actividad de AGFR tiene usuarios en diferentes puntos de conexión conforme el artículo 15, todos los usuarios deberán contar inicialmente con un año de datos de medición del consumo y tener frontera de comercialización. El patrón de consumo en este caso será el agregado del consumo horario de la frontera de comercialización de cada uno de los usuarios asociados conforme al artículo 15 con conexión al STN, STR o SDL.

Si los usuarios anteriores tienen activos de generación con (caso posible en aplicación del artículo 15) o sin excedentes en su frontera de comercialización, dichos activos de generación deberán tener una frontera de generación a nivel de PCI. El registro horario de energía de esos activos de generación, de mínimo un año, se contarán y sumarán a la frontera de comercialización correspondiente como parte del consumo interno para efectos de calcular el consumo bruto.

- v. Todas las fronteras de generación y comercialización deberán cumplir el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014, y estar debidamente registradas ante el ASIC, Resolución CREG 157 de 2011.
- vi. En todos los casos se continuarán recopilando los datos de medición para posteriores actualizaciones de la ENFICC disponible.
- vii. El usuario AGGE, AGR o PM deberán declarar la información del patrón de consumo conforme al mecanismo de asignación de OEF en el que se desea participar.

Esta información se deberá declarar en la oportunidad de declaración de parámetros del mecanismo de asignación de OEF en que se esté participando y en los formatos que diseñe el ASIC por medio del SUICC.

Artículo 42. Metodología de cálculo de ENFICC para AGGE, AGR y PM con recursos despachados centralmente. Los usuarios AGGE, AGR y PM aplicarán las metodologías de cálculo de energía firme (ENFICC) vigentes



en la regulación por tecnología de generación para plantas despachadas centralmente, para lo cual se tendrá en cuenta que:

- i. Para el usuario AGGE y el usuario PM el resultado de aplicar las metodologías vigentes de ENFICC para plantas despachadas centralmente corresponde al valor de la energía a nivel de PCI.

Para el usuario AGR el resultado de aplicar las metodologías vigentes de ENFICC para plantas despachadas centralmente corresponde al valor de la energía a nivel de PC. No obstante, si el usuario que realiza la actividad de AGFR tiene asociados en el mismo punto de conexión un usuario y el activo de generación, situación que se puede obtener luego de aplicar el artículo 15, el resultado de aplicar las metodologías vigentes de ENFICC para plantas despachadas centralmente corresponde al valor de la energía a nivel de PCI.

- ii. Se deberá determinar el día de mayor consumo a partir del año de datos del patrón de consumo de que trata el artículo 41, en kWh/día. Este se determina mediante la agregación del patrón de consumo horario para obtener datos diarios y luego comparando todos los días de al menos un año de datos.

En cualquier caso, siempre que se tenga registro de más de 1 año de datos de medición del consumo bruto, se deberán usar los datos disponibles de consumo para el cálculo anterior.

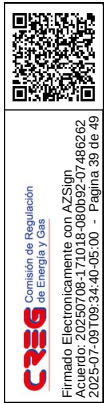
Se deberá contar con una auditoría que verifique y realice un aforo de la carga. Si resultado de la auditoría determina que el consumo puede ser mayor al calculado con el registro de datos, deberá utilizarse el valor de consumo que determine o estime el auditor, esto indistintamente de que se tengan datos medidos. La auditoría deberá cumplir los requisitos de que trata el Anexo 1 de esta resolución y el informe se deberá entregar al momento de declaración de parámetros.

- iii. A la ENFICC calculada en el literal i con las metodologías vigentes para plantas despachadas centralmente se le restará el valor de patrón de consumo de que trata el literal anterior, con lo cual se obtendrá la ENFICC con la cual se puede participar en cualquier mecanismo de asignación de OEF.

En cualquier caso, si el resultado de la resta anterior obtiene un valor negativo, se considera que no se cuenta con ENFICC para participación.

- iv. La ENFICC será actualizada anualmente en los términos descritos en esta resolución.





Artículo 43. Metodología de cálculo de ENFICC para AGGE, AGR y PM con recursos, inicialmente, no despachados centralmente. El usuario AGGE AGR o PM siempre podrá optar por aplicar las mismas condiciones del artículo 42. Si no opta por la alternativa anterior, estos usuarios tendrán las siguientes opciones:

- i. Caso AGGE y PM sin vinculados económicos de forma remota con conexión al STN, STR o SDL:

Deberán tener registro horario del valor de la energía entregada al sistema en la frontera de generación en el PC de al menos 10 años.

Con el registro de datos de generación anterior la ENFICC será el resultado de:

- a. La generación horaria registrada en la frontera de generación se agrega para cada mes del horizonte de tiempo de diez (10) años o más de la serie de datos, para obtener la generación de energía mensual de la planta en kWh. Cuando se tengan más de 10 años de datos registrados, siempre se usarán los datos más actualizados posibles.
 - b. La energía mensual de la planta se divide entre el número de días que tenga cada mes para obtener la energía equivalente diaria de cada mes E_m , en kWh/ día. Lo anterior se realiza para cada mes del periodo de 10 años o más de datos que se tenga registro.
 - c. La ENFICC será el menor valor de todas las energías E_m calculadas para cada mes en kWh/día del periodo de 10 años o más de datos que se tenga registro.
- ii. Caso AGR con una o múltiples fronteras de consumo, o, PM con vinculados económicos de forma remota con conexión al STN, STR o SDL:

Deberán tener registro horario del valor de la energía entregada al sistema en la frontera de generación en el PC de al menos 10 años.

Con el registro de datos de generación anterior la ENFICC será el resultado de:

- a. La generación horaria registrada en la frontera de generación se agrega para cada mes del horizonte de tiempo de diez (10) años o más de la serie de datos, para obtener la generación de energía mensual de la planta en kWh. Cuando se tengan más de 10 años de

datos registrados, siempre se usarán los datos más actualizados posibles.

- b. La energía mensual de la planta se divide entre el número de días que tenga cada mes para obtener la energía equivalente diaria de cada mes E_m , en kWh/ día. Lo anterior se realiza para cada mes del periodo de 10 años o más de datos que se tenga registro.
- c. Se deberá obtener un valor de ENFICC de referencia como el menor valor de todas las energías E_m calculadas para cada mes en kWh/día del periodo de 10 años o más de datos que se tenga registro.
- d. La ENFICC con la cual se puede participar en cualquier mecanismo de asignación de OEF será el resultado de restar al valor de ENFICC de referencia del literal c anterior el valor de patrón de consumo.

El valor de patrón de consumo es el correspondiente a la aplicación de que trata el artículo 41 y el literal ii del artículo 42 teniendo en cuenta el agregado del patrón de consumo de todos los puntos de conexión en que se tenga consumo.

Se deberá contar con una auditoría que verifique y realice un aforo de la carga en cada punto de conexión. Si la auditoría determina que el consumo en un punto de conexión puede ser mayor al calculado con el registro de datos, deberá utilizarse el valor de consumo que determine o estime el auditor, esto indiferentemente de que se tengan datos medidos. La auditoría deberá cumplir los requisitos de que trata el Anexo 1 de esta resolución y el informe se deberá entregar al momento de declaración de parámetros.

Artículo 44. Verificación anual de la ENFICC. El CND realizará la verificación anual de la ENFICC mediante la Resolución CREG 127 de 2020 usando los datos disponibles de consumo y generación en el PC y PCI hasta el mes anterior de aplicación de la citada resolución.

Para el resto de los datos y parámetros, se usarán las actualizaciones que se encuentren definidas en la regulación vigente u Acuerdos CNO que lo hayan indicado.

Al momento de declaración de parámetros deberá haberse realizado o actualizado la auditoría de que trata el Anexo 1 de esta resolución.

Artículo 45. Efecto de un incumplimiento. En la primera ocasión que se determine un incumplimiento en el Cargo por Confiabilidad por parte de un usuario AGGE, AGR o un PM en cualquiera de los casos de la regulación vigente



para el cumplimiento de las reglas de la Resolución CREG 071 de 2006, 101 024 de 2022, o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, se tendrán las siguientes implicaciones:

- i. Se constituye de manera inmediata un incumplimiento grave e insalvable y habrá lugar a la pérdida de las OEF, sin lugar al cubrimiento de las OEF con los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad y a la ejecución automática de la garantía por parte de XM S.A. E.S.P.
- ii. No existirá posibilidad de volver a participar en algún mecanismo del cargo por confiabilidad.
- iii. Se deberá regresar el dinero recibido por remuneración del cargo por confiabilidad desde la última verificación de ENFICC. El dinero recaudado se asignará a los comercializadores a prorrata de su participación en la demanda nacional total para alivio de la cuenta de restricciones.

TÍTULO V. GENERACIÓN DE SEGURIDAD PARA AGGE, AGR Y PM.

Artículo 46. Generación de seguridad recursos despachados centralmente. Los usuarios AGGE, AGR o PM con recursos de generación que sean despachados centralmente podrán participar en el servicio de Generación de Seguridad conforme las reglas del numeral 5.2 Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995 (parte despacho y operación), las Resoluciones CREG 062 y 063 de 2000 y la Resolución CREG 034 de 2001 (parte remuneración) u otras que las complementen adicionen o sustituyan.

Artículo 47. Generación de seguridad recursos no despachados centralmente. Los usuarios AGGE, AGR o PM con recursos de generación que no sean despachados centralmente participaran conforme las siguientes reglas en el servicio de Generación de Seguridad:

- i. Deben ser recursos de generación con capacidad instalada o nominal mayor a 5 MW y poder entregar energía de forma continua durante 30 minutos.
- ii. Deben cumplir con las pruebas y requerimientos técnicos que diseñe el C.N.O. Los Acuerdos deben expedirse a consulta 15 días calendario para comentarios de los interesados.
- iii. Las consignas operativas deben ser transmitidas por el CND a través de una plataforma digital. El tiempo de anterioridad con que se envía la consigna y consideraciones de la plataforma digital de intercambio de



información (requisitos técnicos, de ciberseguridad u otros) deben ser expedidos en un Acuerdo del CNO.

- iv. Para efectos de poder quedar asignados deberán presentar una oferta de precio y una declaración de disponibilidad por dicha generación el día anterior, con el fin de que sean seleccionados en un proceso competitivo entre todas las plantas que estén disponibles para dicho servicio conforme el numeral 5.2 Código de Operación Resolución CREG 025 de 1995 y teniendo en cuenta las Resoluciones CREG 062 y 063 de 2000.

El precio de oferta y declaración de disponibilidad solo tendrá el anterior fin y deberá ser presentado en las mismas condiciones establecidas que en el numeral 3.1 del Anexo Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995.

- v. Si quedan asignados para prestar el servicio de Generación de Seguridad, la remuneración será la establecida en la Resolución CREG 034 de 2001 o aquellas que la adicionen modifique o sustituya.

A la Generación de Seguridad de estas plantas no se les considerará como reconciliación positiva, y sus costos horarios serán asignados entre todos los comercializadores del SIN, a prorrata de su demanda comercial.

- vi. Ante el primer incumplimiento de un AGGE, AGR o PM de una consiga del CND para este servicio, el recurso no podrá volver a participar en este mecanismo. Solo podrá volver a participar en el servicio de Generación de Seguridad si la planta pasa al despachado central.

TÍTULO VI. ARMONIZACIÓN REGULATORIA

Artículo 48. Armonización artículo 1 Decreto 1403 de 2024 y la regulación. Cualquier usuario (sea AGPE, AGGE, AC, AGR o PM) que produzca energía para su propio consumo sin entrega de excedentes energía al SIN, deberá cumplir, según su capacidad con lo siguiente:

- i. En caso de aplicarse la Resolución CREG 174 de 2021

Para formalizar la conexión de los activos de generación sin entrega de excedentes, el usuario debe cumplir los requisitos técnicos, operativos, comerciales y procedimentales establecidos en la Resolución CREG 174 de 2021. Dichos procedimientos brindan una aprobación en la cual se verifica que se cumplen con los requerimientos técnicos regulados. Así



mismo se deberán realizar las pruebas a que haya lugar conforme los Acuerdos del CNO.

ii. En caso de aplicarse la Resolución CREG 075 de 2021

Para formalizar la conexión de un activo de generación sin entrega de excedentes, la conexión debe cumplir con todos los requisitos técnicos, operativos, comerciales y procedimentales que garanticen la operación eficiente, segura y confiable del sistema establecidos en la regulación vigente y realizar las pruebas a que haya lugar conforme los Acuerdos del CNO.

Dado que el Decreto 1403 de 2024 establece que no se requiere una autorización, no se requerirá el concepto de conexión que emite la UPME. En cualquier caso, a efectos de la planeación del SIN, el CND le debe informar a la UPME la entrada en operación del autogenerador sin entrega de excedentes.

Artículo 49. Declaración Capacidad Instalada o Nominal AGGE. Los agentes generadores que representan AGGE existentes deberán declarar la capacidad instalada o nominal ante el CND del AGGE en un término menor o igual a 15 días hábiles luego de expedida esta resolución.

En general todo AGGE deberá haber declarado la capacidad instalada o nominal al CND, antes de entrar a operar.

Parágrafo 1. El CND determinará el mecanismo a través del cual será declarada la capacidad instalada o nominal.

Parágrafo 2. Todo AGGE deberá entregar junto con la declaración de la Capacidad instalada o Nominal, el documento de fabricante donde se demuestre dicho hecho.

Artículo 50. Modificación del artículo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021. El artículo 1 de la Resolución CREG 174 de 2021 quedará así:

ARTÍCULO 1. OBJETO. Regular aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema de Distribución Local (SDL). También se regulan aspectos de procedimientos de conexión y requisitos técnicos de plantas de generación y de autogeneradores a gran escala con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada menor a 5 MW.

Artículo 51. Modificación del artículo 2 de la Resolución CREG 174 de 2021. El artículo 2 de la Resolución CREG 174 de 2021 quedará así:



ARTÍCULO 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN. Esta resolución aplica a los autogeneradores a pequeña escala conectados al SDL, a los agentes comercializadores o generadores que los atienden, les compren energía o los representan, a los generadores distribuidos, a los operadores de red y transmisores nacionales.

También aplica a las conexiones de los autogeneradores a gran escala (AGGE) con potencia máxima declarada menor a 5 MW, en lo concerniente a las condiciones de conexión que se establecen en el Capítulo III de esta resolución. Las reglas de procedimientos de conexión y requisitos técnicos que aplican a los anteriores AGGE, también aplicarán a plantas de generación de Capacidad Efectiva Neta (CEN) mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW.

Entiéndase como Capacidad Efectiva Neta a la definida en la Resolución CREG 074 de 2002 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyen.

Esta resolución no aplica para sistemas de suministro de energía de emergencia.

Parágrafo. También se podrá aplicar en lo concerniente al procedimiento de conexión del Capítulo III de esta resolución como se indique en otras resoluciones CREG, según la capacidad instalada o nominal o la potencia máxima declarada o la CEN asociada a los activos de generación a instalarse en el punto de conexión.

Parágrafo. En un tiempo de 30 días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, el CNO deberá actualizar, si corresponde, el Acuerdo de protecciones, el documento con los lineamientos del estudio de conexión simplificado, el Acuerdo de pruebas y todos aquellos Acuerdos necesarios que se identifique deben ser modificados, acorde con lo establecido en la presente resolución y conforme a la Resolución CREG 174 de 2021 para incluir plantas de generación con capacidad efectiva neta mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW dentro de dichos procedimientos simplificados.

Adicionalmente, El CNO deberá enviar una propuesta a la Comisión, del formato de conexión simplificado y los lineamientos del estudio de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la Resolución CREG 174 de 2021 para su publicación mediante Circular aprobada por el director ejecutivo. Dicho formato debe incluir la opción de plantas de generación con capacidad efectiva neta mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW. En el formato de conexión simplificado, el CNO deberá proponer las normas IEEE, UL o IEC a cumplirse que actualicen las que rigen actualmente mediante Circular CREG 021 de



2022, explicando y justificando la aplicación y qué requerimientos técnicos y operativos se solventarían con dicha aplicación.

Artículo 52. Adición del párrafo 4 al artículo 12 de la Resolución CREG 174 de 2021. El párrafo 3 del artículo 12 de la Resolución CREG 174 de 2021 quedará así:

Parágrafo 4. Adicionalmente, en los casos de plantas de generación solar y eólica de capacidad efectiva neta mayor o igual a 1 MW y menor a 5 MW y AGGE solares o eólicos con potencia máxima declarada menor a 5 MW, se tendrá en cuenta el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la Resolución CREG 101 011 de 2022 (o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan) y según se indique allí con la condición de planta o autogenerador.

Artículo 53. Modificación del artículo 1 de la Resolución CREG 075 de 2021. El artículo 1 de la Resolución CREG 075 de 2021 quedará así:

ARTÍCULO 1. ÁMBITO DE APLICACIÓN. Las disposiciones y procedimientos establecidos en la presente resolución son aplicables a quienes estén interesados en conectarse como generadores, cogeneradores, autogeneradores, autogeneradores remotos, productores marginales o usuarios finales, al Sistema Interconectado Nacional, SIN.

También aplica a los transportadores responsables de los activos relacionados con la conexión al SIN de los interesados arriba mencionados, y a los agentes comercializadores en lo relacionado con las funciones propias de esa actividad.

PARÁGRAFO. A los solicitantes de conexión de proyectos relacionados con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 174 de 2021, o aquella que la modifique o sustituya, además de lo establecido en dicha resolución, les aplicarán las reglas de esta resolución en las que se les mencione de manera directa.

Artículo 54. Modificación de la definición "Proyecto clase 1" del artículo 2 de la Resolución CREG 075 de 2021. La definición "Proyecto clase 1" del artículo 2 de la Resolución CREG 075 de 2021 quedará así:

Proyecto clase 1: Proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración, autogeneradores remotos, productores marginales, o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 174 de 2021, o aquella que la modifique, adicione o



sustituya. También se considerarán como proyectos clase 1 las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas.

Artículo 55. Modificación del artículo 16 de la Resolución CREG 024 de 2015. El artículo 16 de la Resolución CREG 024 de 2015 quedará así:

ARTÍCULO 16. PARTICIPACIÓN EN EL CARGO POR CONFIABILIDAD. El autogenerador que pueda garantizar energía firme adicional a la que requiere para respaldar su propia demanda, podrá acceder al pago del cargo por confiabilidad. Para efectos del cargo por confiabilidad y sin perder su naturaleza de autogenerador, tendrá que seguir las normas aplicables a los generadores del mercado mayorista establecidas en la Resolución CREG 071 de 2006.

En la Resolución CREG 101 NNNN de 2025 se define la metodología de los usuarios AGGE para el cálculo de su ENFICC para su participación en el cargo por confiabilidad.

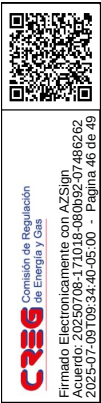
TÍTULO VII. VIGENCIAS, MODIFICACIONES Y DEROGATORIAS

Artículo 56. Vigencia, modificaciones y derogatorias. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y modifica los artículos 1 y 2 de la Resolución CREG 174 de 2021, adiciona el parágrafo 4 al artículo 12 de la Resolución CREG 174 de 2021, modifica el artículo 1 de la Resolución CREG 075 de 2021, modifica la definición de "Proyecto clase 1" del artículo 2 de la Resolución CREG 075 de 2021 y modifica el artículo 16 de la Resolución CREG 024 de 2015.

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.

Dada en Bogotá, D.C., a los veintiún (21) días del mes de junio de 2025.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE



Comisión de Regulación
de Energía y Gas
Firmado Electrónicamente con AZSign
Acuerdo: 20250708-171018-080b92-07486262
2025-07-08T09:34:40-05:00 - Página 46 de 49

ANEXO 1. REQUISITOS MÍNIMOS PARA LA CONTRATACIÓN DE UNA AUDITORÍA PARA UN AFORO DEL CONSUMO

Para la definición de los términos de referencia de la contratación de una auditoría, el usuario o agente lo solicitará al ASIC, quien observará como mínimo las siguientes pautas:

1. El Dictamen Técnico deberá ser de una persona natural o jurídica, la cual dará un concepto especializado de la descripción de la carga y determinando el tamaño máximo en kWh/día.

Si se tiene más de un punto de conexión con consumo (caso AGR con diferentes fronteras de comercialización o un PM con usuarios vinculados económicos de forma remota), se deberá tener una revisión de cada punto independiente. El valor del consumo será el agregado para todos los puntos de conexión, incluyendo el del usuario PM y AGR.

2. El contratista será elegido mediante un proceso de selección objetiva de una lista de auditores definida por el C.N.O.

3. Las pruebas que se requieran se realizarán siguiendo normas nacionales o internacionales.

4. Previo a la entrega del informe final, el contratista validará sus conclusiones con el usuario o agente contratante, dando acceso a las memorias de cálculo y permitiéndole contradecir el informe y formular solicitudes de complementación o aclaración que se resolverán en el informe final.

5. Se deberá entregar un informe final del Dictamen Técnico donde se explique y relacionen todos los estudios, normas, métodos y análisis estadísticos que sirvieron de base para el dictamen.

6. El informe final deberá ser entregado al usuario con copia al CND.

7. Los costos de la auditoría son a cargo del solicitante.



REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto_Resolución_CREG_701_091_2025

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: azsign.com.co

Id Acuerdo: 20250708-171018-080b92-07486262

Creación: 2025-07-08 17:10:18

Estado: Finalizado

Finalización: 2025-07-09 09:34:36



Escanee el código
para verificación

Firma: Director ejecutivo

Antonio Jiménez

@creg.gov.co

13744211

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Firma: 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



REPORTE DE TRAZABILIDAD			 Escanee el código para verificación
Proyecto_Resolución_CREG_701_091_2025			
Comisión de Regulación de Energía y Gas gestionado por: azsign.com.co			
Id Acuerdo: 20250708-171018-080b92-07486262		Creación: 2025-07-08 17:10:18	
Estado: Finalizado		Finalización: 2025-07-09 09:34:36	
TRAMITE	PARTICIPANTE	ESTADO	ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA
Firma	Juan Carlos Bedoya jcbedoya@minenergia.gov.co Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatori Ministerio de Minas y Energia	Aprobado	Env.: 2025-07-08 17:10:19 Lec.: 2025-07-08 17:23:50 Res.: 2025-07-08 17:23:53 IP Res.: 186.144.232.81
Firma	Antonio Jimenez @creg.gov.co Director Ejecutivo Comisión de Regulación de Energía y Gas	Aprobado	Env.: 2025-07-08 17:23:53 Lec.: 2025-07-09 09:34:24 Res.: 2025-07-09 09:34:36 IP Res.: 190.71.147.18