



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 030 DE 2018

(26 FEB. 2018)

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, la Ley 1715 de 2014, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, Decreto 1260 de 2013, y Decreto 348 de 2017 y

CONSIDERANDO QUE:

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

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

Según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la CREG, entre otras, las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia; 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.

m f. / -

Reed Cuf

Am

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

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

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

El 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.

Mediante la Resolución 084 de 1996, la CREG reglamentó las actividades del autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

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. Así mismo, autoriza la entrega de excedentes de energía a la red por parte de los autogeneradores y le otorga a la CREG la facultad de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración y de la generación distribuida.

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

La Ley 1715 de 2014, le confirió a la CREG la facultad de definir las normas, para la remuneración de los excedentes que generen autogeneradores de pequeña escala, que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable-FNCER-, los cuales se reconocerán mediante un esquema bidireccional como créditos de energía.

El límite de potencia máximo para que un autogenerador sea considerado como de pequeña escala, definido en la Resolución UPME 281 de 2015, es igual a 1 MW.

El Ministerio de Minas y Energía, mediante el Decreto 348 de 2017, estableció los lineamientos de política frente a las condiciones simplificadas para la autogeneración, en términos de la medición, la conexión, el contrato de respaldo y la entrega de excedentes y su respectiva liquidación. También que la Ley 1715

M
r

Qaco Cuy

By

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

de 2014 ordena establecer un proceso de conexión simplificado para los autogeneradores a gran escala hasta 5 MW.

El Decreto 348 de 2017 expresa que el mecanismo de los excedentes de autogeneración 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.

Para la regulación de la autogeneración a pequeña escala, la CREG debe aplicar los criterios definidos en las Ley 1715 de 2014 así como los establecidos en las leyes 142 y 143 de 1994.

Mediante la Resolución CREG 121 de 2017 se publicó el proyecto de resolución "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional" y se recibieron comentarios y sugerencias que fueron analizados para expedir la presente resolución.

Teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015 reglamentario de la Ley 1340 de 2009, toda vez que, diligenciado el cuestionario de que trata el precitado decreto, se encontró necesario remitir la presente resolución a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 838 del 05 de febrero de 2018, aprobó el contenido del proyecto de resolución para ser enviado a la SIC.

La SIC mediante concepto de 22 de febrero de 2018 con radicado 18-677714-3-0 y radicado CREG E-2018-001599 analizó el proyecto enviado, formulando una recomendación la cual se incorporó en el articulado.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 842 del 26 de febrero de 2018, acordó aprobar la presente resolución.

RESUELVE:

Título I Generalidades

Artículo 1. Objeto. Mediante esta resolución se regulan aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional, SIN.

Artículo 2. Ámbito de Aplicación. Esta resolución aplica a los autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos conectados al SIN, a los comercializadores que los atienden, a los operadores de red y transmisores nacionales. También aplica a las conexiones de los autogeneradores a gran escala mayores a 1 MW y menores o iguales 5 MW. Esta resolución no aplica para sistemas de suministro de energía de emergencia, existentes o nuevos.

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

Artículo 3. Definiciones. Para efectos de esta resolución se tendrán en cuenta las siguientes definiciones.

Autogeneración. Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades.

Autogenerador. Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de autogeneración.

Autogenerador a gran escala. Autogenerador con potencia instalada superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Autogenerador a pequeña escala, AGPE. Autogenerador con potencia instalada igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Capacidad instalada. Es la carga instalada o capacidad nominal que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico.

CNO. Consejo Nacional de Operación

Crédito de energía. Cantidad de energía exportada a la red por un AGPE con FNCER que se permuta contra la importación de energía que éste realice durante un periodo de facturación.

Excedentes. Toda exportación de energía eléctrica realizada por un autogenerador.

Exportación de energía. Cantidad de energía entregada a la red por un autogenerador o un generador distribuido.

FNCER. Son las fuentes no convencionales de energía renovables tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares.

Generador distribuido, GD. Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.

Importación de energía. Cantidad de energía eléctrica consumida de la red por un autogenerador.

Operador de Red de STR y SDL (OR). Persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio.

[Handwritten signatures and initials are present at the bottom of the page, including a large 'h' on the left and 'Gard' and 'Cuf' on the right.]

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

Sistemas de suministro de energía de emergencia. Son aquellas plantas, unidades de generación o sistemas de almacenamiento de energía que utilizan los usuarios para atender parcial o totalmente su consumo en casos de interrupción del servicio público de energía eléctrica y tienen un sistema de transferencia manual o automático de energía o algún sistema que garantiza la no inyección de energía eléctrica a la red.

Potencia instalada de generación. Valor declarado al Centro Nacional de Despacho, CND, por el generador distribuido en el momento del registro de la frontera de generación expresado en MW, con una precisión de cuatro decimales. Este valor será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera de generación.

Para los AGPE este valor corresponde al nominal del sistema de autogeneración declarado al OR durante el proceso de conexión.

Servicio de Sistema. Conjunto de actividades necesarias para permitir la exportación de energía eléctrica.

Sistema de Distribución Local (SDL). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los Niveles de Tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

Sistema de Transmisión Regional (STR). Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

Sistema de Transmisión Nacional (STN). Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

Transmisor Nacional (TN). Persona jurídica que realiza la actividad de Transmisión de Energía Eléctrica en el STN o que ha constituido una empresa cuyo objeto es el desarrollo de dichas actividades. Para todos los propósitos son las empresas que tienen aprobado por la CREG un inventario de activos del STN o un Ingreso Esperado. El TN siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios.

Título II Integración a la red de la autogeneración y la generación distribuida

Capítulo 1 Condiciones para la integración

Artículo 4. Integración de los generadores distribuidos y autogeneración de pequeña escala al SIN. Cuando la cantidad de energía anual exportada por GD y AGPE supere el 4% de la demanda comercial nacional del año anterior, la CREG revisará y podrá modificar las condiciones de conexión y remuneración de las exportaciones de energía que se establecen en esta resolución.

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

Artículo 5. Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1.

Con anterioridad a efectuar una solicitud de conexión de un GD o un AGPE a un sistema de distribución local en el nivel de tensión 1, el solicitante deberá verificar, en la página web del OR, que la red a la cual desea conectarse tenga disponibilidad para ello y cumpla con los siguientes parámetros:

- a) La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador.
- b) La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.
- c) La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm.

En caso de que en el punto de conexión deseado no se cumpla alguno de los parámetros, se deberá seguir el proceso de conexión descrito en el artículo 12.

Parágrafo. Los AGPE que no entregan energía a la red no serán sujetos de la aplicación de los límites de que trata este artículo.

Artículo 6. Información de disponibilidad de red. Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial AGPE o GD pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 5 y proceder a la solicitud de conexión al sistema.

Cada OR deberá disponer, en su página web, un sistema de información georreferenciado que permita a un potencial AGPE o GD observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado.

Con base en la identificación de la cuenta, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, se deberá desplegar la información asociada, considerando como mínimo la siguiente:

- a) Ubicación georreferenciada, según lo descrito en la Resolución de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.
- b) Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario.

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

- c) Capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario.
- d) Sumatoria de la capacidad nominal de AGPE o GD instalada en el mismo circuito o transformador, clasificada en colores en función de la capacidad nominal del circuito o transformador, así:
 - Color verde cuando la relación sea igual o inferior al 9%.
 - Color amarillo cuando la relación se encuentre en el rango entre 9% y 12% incluido.
 - Color naranja cuando la relación se encuentre en el rango entre 12% y 15% incluido.
 - Color rojo cuando la relación sea superior a 15%.
- e) Sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los AGPE o GD conectados al mismo circuito o transformador, clasificada en colores en función de la cantidad mínima de energía horaria acorde con lo establecido en los literales b) o c) del Artículo 5, así:
 - Color verde cuando la relación sea igual o inferior al 30%.
 - Color amarillo cuando la relación se encuentre en el rango entre 30% y 40% incluido.
 - Color naranja cuando la relación se encuentre en el rango entre 40% y 50% incluido.
 - Color rojo cuando la relación sea superior a 50%.

Este sistema de información debe estar disponible para el público a partir del primer día hábil del séptimo mes contado a partir del mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución y debe ser actualizado el día cinco (5) de cada mes con la información recibida hasta el último día del mes anterior al de actualización.

Durante el mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución y hasta que se encuentre disponible el sistema de información de que trata el presente artículo, el OR dispondrá, en su página web, la información en formato de hoja de cálculo de uso común que permita una búsqueda fácil para consulta de la ciudadanía.

Capítulo 2 Condiciones para la conexión

Artículo 7. Condición para conectarse como AGPE o GD. Cualquier usuario que se encuentre conectado a la red y que quiera convertirse en un AGPE lo podrá hacer una vez cumpla con los requisitos establecidos en la presente resolución y se verifique la disponibilidad técnica del sistema al cual se va a conectar según los estándares definidos en el artículo 6. También aplica para nuevos usuarios y generadores distribuidos.

En el caso de un usuario cuyo consumo de energía se encuentre registrado en una de las fronteras comerciales para agentes y usuarios de que trata el parágrafo del artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya, y requiera convertirse en AGPE a pequeña escala, deberá realizar las adecuaciones en sus instalaciones para que sus

11
San

Hand

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

consumos y entregas de excedentes no sean incluidos en la frontera que lo agregaba.

Parágrafo. Todos los AGPE y GD existentes al momento de expedición de esta resolución tienen la obligación de entregar la información que corresponda al OR que se conecten, de acuerdo con su capacidad nominal, dentro de los dos meses siguientes al de la fecha de disponibilidad del formato que defina el OR para tal fin. El OR debe diseñar y publicar este formato en su página web durante el mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Cuando un OR sea informado o detecte que un AGPE o GD no ha entregado la información, el AGPE o GD podrá ser desconectado de la red de manera inmediata, y no podrá reconectarse hasta tanto no subsane esta situación.

Artículo 8. Sistema de información para trámite en línea. Los OR deben disponer de un sistema de información computacional para que un potencial AGPE o GD pueda adelantar todo el trámite de conexión, pueda recibir notificaciones y requerimientos por medios electrónicos y pueda conocer el estado de su trámite en todo momento a través de la página web.

Este sistema de información debe estar disponible para el público a partir del primer día hábil del séptimo mes contado a partir del mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución.

Artículo 9. Formatos de solicitud de conexión simplificada y estudios de conexión simplificados estándar. En el mes siguiente al de publicación de la presente resolución en el *Diario Oficial*, el OR diseñará los formatos y el contenido de los estudios de conexión simplificados para los AGPE y GD de que trata esta resolución. Los OR deberán enviar al CNO, a la SSPD y a la CREG los formularios elaborados en el término previsto.

El formulario de solicitud de conexión simplificada para conexión de AGPE con potencia instalada inferior o igual a 0,1 MW y GD debe contener, como mínimo, los datos asociados con el cliente, las características del generador y los elementos que limitan la inyección a la red en caso de AGPE que no exportarán energía, nivel de tensión de conexión, características del equipo de medición, datos del alimentador o subestación al cual requiere la conexión, características de protección anti-isla a instalar y fecha prevista para la entrada en operación de la AGPE o GD, diferenciando entre AGPE que entregan energía a la red de los que no, por potencia instalada de generación hasta 10 kW y mayor a 10 kW y hasta 100 kW, así como por tecnologías de generación.

El contenido del estudio de conexión simplificada para AGPE entre 0,1 MW y 1 MW y autogeneradores entre 1 MW y 5 MW deberá incluir las especificaciones precisas de cada uno de los análisis eléctricos que se requieren, incluyendo las características técnicas de los elementos que limitan la exportación de energía en los casos que se declare interés en no exportar, junto con las fuentes de información necesarias para llevarlo a cabo, así como también deberá precisar las posibles causales de rechazo.

En los tres meses siguientes al de publicación de la presente resolución en el *Diario Oficial*, el CNO estandarizará, tanto los formatos de solicitud de conexión simplificada como el contenido de los estudios de conexión simplificado, los

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

pondrá a consulta del público en general y enviará a la CREG, para su revisión, el resultado de esta estandarización. Adicionalmente, el CNO deberá determinar las protecciones necesarias para la correcta operación de los AGPE y GD en el STR y SDL y las pruebas que sean requeridas durante el proceso de conexión.

En todos los casos se debe incluir el cálculo teórico de la energía anual producida por el AGPE.

La CREG publicará el formato y el contenido estándar de los estudios de conexión simplificados, los cuales deben ser integrados por parte del OR en el sistema de información de que trata el artículo 8. Hasta que sean publicados, la documentación para la solicitud de conexión será la que cada OR determine en el momento de expedición de la presente resolución para este tipo de conexión y, de cualquier forma, continuará el procedimiento y plazos que apliquen descritos en los artículos 10, 11 y 12.

Artículo 10. Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y GD. Posterior a la revisión de disponibilidad de red que el potencial AGPE o GD efectúe con base en lo establecido en el artículo 6, el procedimiento simplificado de conexión tiene las siguientes etapas:

- a) Diligenciamiento de la información del formulario de solicitud de conexión simplificada en la página web del OR.
- b) Respuesta del OR a la solicitud. El OR tendrá cinco (5) días hábiles contados a partir del día siguiente al de recibo de la solicitud en la página web para emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión.

De ser aprobada la conexión, en la respuesta del OR se deberán detallar las condiciones de conexión y la fecha de pruebas. La fecha de puesta en operación de la conexión será la que el solicitante haya especificado.

En caso de que la solicitud sea rechazada, el OR deberá justificar técnicamente la causa de la negación de la conexión, especificando el fundamento normativo o técnico que lo soporte, los parámetros verificables de indisponibilidad de red o de los requisitos incumplidos y se deberá recomendar con precisión los requisitos que deben ser cumplidos para poder otorgar la conexión o, en caso que el rechazo se deba a indisponibilidad de la red por incumplimiento a los parámetros descritos en el artículo 5, detallar las obras requeridas para hacer posible la conexión.

La vigencia de la aprobación de la conexión es de seis meses. Transcurrido este período sin que el usuario se haya conectado, por causas no imputables al prestador del servicio, el OR actualizará la información de la red con la disponibilidad liberada y el solicitante solamente podrá presentar una nueva solicitud a partir del séptimo mes siguiente al de expiración de la capacidad aprobada no utilizada.

- c) Posterior a la aprobación de la conexión, el OR dispondrá de dos (2) días hábiles anteriores a la fecha prevista para la entrada en operación informada por el usuario, para verificar los parámetros declarados y efectuar las pruebas requeridas. El OR deberá informar la fecha de la visita con una antelación de

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

dos (2) días hábiles. En caso que se requieran ajustes, el OR deberá detallar los requerimientos y programará una nueva visita de pruebas dentro de los siete (7) días hábiles siguientes al de la primera visita. Si el resultado de la segunda visita no es satisfactorio, el OR detallará la razón por la cual no es posible efectuar la conexión y podrá programar visitas adicionales a costo del usuario. El OR en su página web, publicará el valor eficiente de cada visita adicional.

- d) Luego de la verificación de parámetros y efectuadas las pruebas pertinentes, el OR dispondrá de dos (2) días hábiles para efectuar la conexión. No obstante, la conexión puede efectuarse en la misma oportunidad del literal c) de este proceso. Las disposiciones de este literal podrán ser efectivas siempre y cuando el evento programado de la conexión no afecte a otros usuarios del SDL o STR, en cuyo caso el OR dispondrá del periodo adicional mencionado en el numeral 5.5.3.2 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la modifique o sustituya, para tal efecto.
- e) El OR podrá verificar las condiciones de conexión en cualquier momento con posterioridad a la fecha de su entrada en operación. En caso de que al momento de la visita no se cumpla alguna de las características contenidas en la solicitud de conexión o que se incumpla la regulación de calidad de la potencia expedida por la Comisión, el OR procederá a deshabilitar la conexión del AGPE o GD hasta que sea subsanada la anomalía encontrada. De llegarse a encontrar diferencias entre las características pactadas en el formulario de solicitud de conexión aprobado por el OR o el contrato de conexión simplificado y las reales, los costos producidos por la visita serán cubiertos por el AGPE o GD.

En los casos en que el OR no ejecute alguna de las acciones aquí indicadas en los plazos otorgados para tal fin o que el informe de rechazo de conexión no contenga los elementos indicados, el potencial AGPE o GD deberá registrar dicho comportamiento en la página web del OR. Cualquier conducta llevada a cabo por un operador de red o comercializador que dificulte, excluya u obstruya la conexión de un AGPE o GD podrá ser investigada y sancionada en el marco de las competencias de la Superintendencia de Industria y Comercio. Igualmente, el usuario deberá informar dicha situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia.

Artículo 11. Procedimiento simplificado para la conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW. Las condiciones para la conexión del AGPE al STR o SDL y cuya potencia instalada sea mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW, son:

- a) Estudio de conexión simplificado. El AGPE debe elaborar un estudio de conexión simplificado con el formato que sea publicado por la CREG. Mientras el formato no sea publicado, el estudio debe contener el análisis solicitado por el OR sin exceder los requisitos establecidos en la Resolución CREG 070 de 1998.

El estudio podrá ser elaborado por el interesado o por el OR a solicitud de aquél. En el caso de que el interesado haya realizado por su cuenta el estudio de conexión simplificado, el OR revisará dicho estudio adecuándolo, si es necesario, para que cumpla con los criterios establecidos en la normatividad

M.F.

Garces Cruz

Am

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

aplicable. De cualquier forma, los estudios de conexión y la coordinación de protecciones eléctricas son responsabilidad del AGPE que se conecta.

En caso de que las pérdidas de energía sean superiores a las reconocidas al OR en el nivel de tensión respectivo, el costo de las mismas podrá ser objeto de acuerdo entre las partes a ser incluido como parte del contrato de conexión.

- b) Diligenciamiento de la información del formulario de solicitud en la página web del OR y presentación del estudio de conexión simplificado.
- c) Respuesta del OR a la solicitud. El OR tendrá siete (7) días hábiles contados a partir del día siguiente al de recibo de la solicitud en la página web para emitir concepto sobre la viabilidad de la conexión.

Al finalizar este periodo, en caso de resultar viable la conexión, el OR deberá ofrecer el punto de conexión y suscribir el respectivo Contrato de Conexión.

En caso de que la solicitud sea rechazada, el OR deberá justificar técnicamente la causa de la negación de la conexión, especificando el fundamento normativo o técnico que lo soporte, los parámetros verificables de indisponibilidad de red o de los requisitos incumplidos y se deberá recomendar con precisión los requisitos que deben ser cumplidos para poder otorgar la conexión.

- d) El OR y el interesado firmarán el correspondiente Contrato de Conexión, a más tardar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de la remisión del resultado de viabilidad técnica.

El no cumplimiento del plazo para firmar el Contrato de Conexión, por parte del usuario o del agente que requiere la conexión, liberará al OR de mantener la potencia instalada de transporte asignada y ésta podrá ponerse a disposición de otro solicitante.

La potencia instalada de transporte asignada estará disponible durante seis (6) meses a partir de la fecha de aprobación y tendrá plenos efectos a partir de la fecha de puesta en servicio del proyecto de conexión.

- e) Si el AGPE desiste de la ejecución de su proyecto de conexión al OR o el proyecto no entra en operación en la fecha establecida en el contrato de conexión con por lo menos el 90% de la potencia instalada de autogeneración, se liberará la capacidad de transporte no empleada.
- f) Antes de efectuar la conexión del AGPE al sistema deben efectuarse las pruebas pertinentes a fin de asegurar el correcto funcionamiento de todos los dispositivos. En caso de encontrar deficiencias en su operación, el OR no podrá conectar al AGPE hasta tanto sea subsanada la falla. El OR deberá coordinar con el AGPE el plan de pruebas a realizar e informar con por lo menos 48 horas de antelación la fecha prevista para su realización.
- g) El OR podrá verificar las condiciones de conexión en cualquier momento. En caso de que durante la visita se encuentren incumplimientos en alguna de las características contenidas en el contrato de conexión o que el autogenerador incumpla alguna de las normas de calidad de la potencia, el

GM

Handwritten signature

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

OR procederá a deshabilitar la conexión del AGPE hasta que sea subsanada la anomalía encontrada. De llegarse a encontrar diferencias entre las características pactadas en el contrato de conexión y las reales, los costos producidos por la visita serán cubiertos por el AGPE.

En el evento en que, por cualquier circunstancia, el acceso del OR a las instalaciones del AGPE se limite, el OR podrá deshabilitar la conexión hasta tanto sea subsanado el hecho. En este caso, los costos de las visitas correrán a cargo del AGPE.

En los casos en que el OR no ejecute alguna de las acciones aquí indicadas en los plazos otorgados para tal fin o que el informe de rechazo de conexión no contenga los elementos indicados, el potencial AGPE deberá registrar dicho comportamiento en la página web del OR. Cualquier conducta llevada a cabo por un operador de red o comercializador que dificulte, excluya u obstruya la conexión de un AGPE podrá ser investigada y sancionada en el marco de las competencias de la Superintendencia de Industria y Comercio. Igualmente, el usuario deberá informar dicha situación a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia.

Parágrafo 1. El procedimiento de conexión que debe seguirse para los autogeneradores a gran escala con capacidades entre 1 MW a 5 MW corresponde al indicado en este artículo.

Parágrafo 2. En caso que se deba seguir este procedimiento para la conexión de AGPE o GD menores a 0,1 MW, se deberá diferenciar el contenido de los estudios de conexión a aplicar considerando el tamaño y su efecto sobre la red.

Artículo 12. Conexión al STR o SDL de AGPE y GD en caso de incumplimiento de los estándares técnicos de disponibilidad del sistema.

En los casos que se haya identificado que no se cumplen los estándares establecidos en el artículo 5 se deberá seguir el procedimiento establecido en el artículo 11, diferenciando las condiciones a solicitar según el tamaño del potencial AGPE o DG.

En cualquier caso, los costos y gastos que se ocasionen para aumentar la capacidad de la red para poder atender la conexión del potencial usuario AGPE o GD serán cubiertos por el solicitante y podrán ser incluidos en el contrato de conexión.

Capítulo 3 Condiciones para la medición

Artículo 13. Sistema de medición para AGPE y GD.

- a) **AGPE que entrega excedentes:** debe cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, a excepción de las siguientes obligaciones: i) contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo 13 de la Resolución CREG 038 de 2014, ii) la verificación inicial por parte de la firma de verificación de que trata el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014 y iii) el reporte de las lecturas de la frontera comercial al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, cuando se vende la energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta.

[Handwritten signatures and initials are present at the bottom of the page, including a large signature on the left and several smaller ones on the right.]

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

En el caso de los consumos de energía, el sistema de medición debe cumplir los requisitos mínimos definidos en la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya de acuerdo con su condición de usuario regulado o no regulado.

En los casos que el AGPE sea atendido por el comercializador integrado con el OR, este comercializador tiene la obligación de reportar las medidas de los AGPE al ASIC dentro de las 48 horas del mes siguiente al de la entrega de energía.

- b) GD:** Los generadores distribuidos deben cumplir con los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, incluidas la obligación de contar con el medidor de respaldo de que trata el artículo 13 y la de la verificación inicial por parte de la firma de verificación de que trata el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.

Artículo 14. Fronteras comerciales. El comercializador que represente al AGPE deberá cumplir con lo establecido en la Resolución CREG 157 de 2011 y demás normas que la modifiquen o sustituyan, para registrar su frontera de comercialización y su frontera de generación en las condiciones del artículo 4 de la mencionada resolución.

En el caso de aquellas fronteras que no tengan obligación de registro en el MEM, el comercializador que representa la frontera deberá informar al ASIC los valores de energía consumida y de energía generada en los formatos designados por el ASIC para tal fin.

Título III Comercialización de energía

Artículo 15. Alternativas de Comercialización de la GD. Los GD podrán comercializar su exportación de acuerdo con las siguientes alternativas:

- 1) Puede vender su generación de acuerdo a las reglas de comercialización establecidas en la Resolución CREG 086 de 1996 o aquellas que la modifican, adicionan o derogan.
- 2) Puede vender directamente al comercializador integrado con el operador de red. En este caso, el comercializador está obligado a comprarle la energía al generador distribuido y el precio de venta de las exportaciones se calculará aplicando la siguiente expresión:

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

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

Donde,

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

$PB_{h,m}$: Precio de bolsa en la hora h del mes m , en \$/kWh, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el

[Handwritten signatures and marks at the bottom of the page]

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, será igual al precio de escasez ponderado.

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

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

Donde $PRTe_{n,j,t}$ se calcula como se indica en el Anexo 1 de la presente resolución.

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

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

Artículo 16. Alternativas de entrega de los excedentes de AGPE. Los AGPE podrán entregar sus excedentes de acuerdo con las siguientes alternativas:

1. Si es un AGPE que no utiliza FNCER,

- a) A un comercializador que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista relación de control entre el comprador y el vendedor, entendido este en los términos del numeral 4 del artículo 45 del Decreto 2153 de 1992. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el precio en la bolsa de energía en cada una de las horas correspondientes.
- b) A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.
- c) Al comercializador integrado con el OR, quien está obligado a recibir los excedentes ofrecidos. En este caso, el precio de venta es el precio horario en la bolsa de energía.

2. Si es un AGPE que utiliza FNCER,

- a) A un comercializador que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista relación de control entre el comprador y el vendedor, entendido este en los términos del numeral 4 del artículo 45 del Decreto 2153 de 1992. En este caso, el precio máximo de venta es el precio definido en el Artículo 17 de esta resolución.
- b) A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

- c) Al comercializador integrado con el OR, quien está obligado a recibir los excedentes ofrecidos. En este caso, el precio de venta es el precio definido en el Artículo 17 de esta resolución.

Parágrafo 1. En los días en que exista periodo crítico se entiende que el precio de bolsa de energía aplicable es el precio de escasez ponderado de ese día según se define en la Resolución CREG 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Parágrafo 2. El comercializador integrado con el OR debe informar al ASIC, en el formato que éste decida, las compras que realiza a los AGPE para efectos de incluirlos como parte de la energía de entrada para el cálculo de los cargos de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Parágrafo 3. El comercializador es responsable de adecuar los contratos de condiciones uniformes de sus usuarios regulados a quienes compra excedentes, para reflejar sus obligaciones con el usuario respecto de esas compras.

Artículo 17. Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER. Al cierre de cada periodo de facturación, los excedentes se reconocerán como créditos de energía al AGPE que utiliza FNCER de acuerdo con las siguientes reglas:

1. Para AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW:

- a) Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación.

Por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización que corresponde al componente $Cv_{m,i,j}$ de la Resolución 119 de 2007 ó aquella que la modifique o sustituya.

- b) Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

2. Para AGPE con capacidad mayor a 0,1 MW:

- a) Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación.

Por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización el cual corresponde a la variable $Cv_{m,i,j}$ y el servicio del sistema como la suma de las variables T_m , $D_{n,m}$, $PR_{n,m,i,j}$ y $R_{m,i}$ en ambos casos definidos en la Resolución 119 de 2007 ó aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados, estas variables corresponden a las pactadas entre las partes.

Handwritten signature and initials in the bottom left corner.

Handwritten signature and initials in the bottom right corner.

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

- c) Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, se liquidarán al precio horario de bolsa de energía correspondiente.

Parágrafo. En los días en que exista periodo crítico se entiende que el precio de bolsa de energía aplicable es el precio de escasez ponderado de ese día según se define en la Resolución CREG 071 de 2006.

Artículo 18. Información al usuario AGPE por la entrega de excedentes. El comercializador que recibe energía de un AGPE es el responsable de la liquidación y la facturación, incorporando información detallada de consumos, exportaciones, cobros, entre otros, según corresponda de acuerdo con los lineamientos de este artículo.

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

- a) Para AGPE que utilizan FNCER con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW:

$$VE_{i,j,n,f} = (Exp1_{i,j,n,f-1} - Imp_{i,j,n,f-1}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exp1_{i,j,n,f-1} * Cv_{m,i,j}] + \sum_{h=hx, hx+1, \dots, H} Exp2_{h,i,j,n,f-1} * PB_{h,f-1}$$

- b) Para AGPE que utilizan FNCER con capacidad instalada mayor a 0,1 MW:

$$VE_{i,j,n,f} = (Exp1_{i,j,n,f-1} - Imp_{i,j,n,f-1}) * CUv_{n,m,i,j} - [Exp1_{i,j,n,f-1} * Cv_{m,i,j}] - [Exp1_{i,j,n,f-1} * (T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i})] + \sum_{h=hx, hx+1, \dots, H} Exp2_{h,i,j,n,f-1} * PB_{h,f-1}$$

- c) Para AGPE que no utilizan FNCER:

$$VE_{i,j,n,f} = \sum_{h \in f-1} ExpT_{h,i,j,n,f-1} * PB_{h,f-1}$$

Donde:

- i : Comercializador i
 j : Mercado de comercialización j
 n : Nivel de tensión n
 h : Hora h
 m : Mes m

Def. Jof. 17/1

Def. Jof. 17/1

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

f :	Periodo de facturación f
hx :	Es la hora cuando los excedentes sobrepasan la importación de energía eléctrica en el periodo de facturación $f-1$. Para determinar hx se debe tener en cuenta toda la importación y exportación sobre el periodo de facturación $f-1$. H es el número total de horas del periodo de facturación $f-1$.
$VE_{i,j,n,f}$:	Valoración del excedente del AGPE, en \$, en el periodo f . Es ingreso para el usuario cuando esta variable sea mayor a cero.
$Exp1_{i,j,n,f-1}$:	Sumatoria de la exportación de energía del AGPE durante cada hora del periodo $f-1$, en kWh. Este variable puede tomar valores entre cero (0) y $Imp_{i,j,n,f-1}$
$Imp_{i,j,n,f-1}$:	Sumatoria de la importación de energía del AGPE durante cada hora del periodo $f-1$, en kWh.
$CUv_{n,m,i,j}$:	Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en \$/kWh, del comercializador que lo atiende, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.
$Cv_{m,i,j}$:	Margen de comercialización en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo pactado.
$Exp2_{h,i,j,n,f-1}$:	Exportación horaria de energía del AGPE durante cada hora del periodo $f-1$, en kWh que supera $Imp_{i,j,n,f-1}$.
$PB_{h,f-1}$:	Precio de bolsa horario de las horas del periodo $f-1$, en \$/kWh, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, será igual al precio de escasez ponderado.
$Rr_{m-1,i}$:	Costo de Restricciones del sistema incluidas en la variable $R_{m,i}$, en \$/kWh, de la cual trata la Resolución CREG 119 de 2007, o aquella que la modifique o sustituya. En este costo no se incluye ninguno distinto al de restricciones del sistema.
$P_{n,m-1,i,j}$:	Es igual a la variable $PR_{n,m-1,i,j}$ menos la variable $CPR_{j,m-1}$ definidas en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.
T_m :	Costo por uso del STN en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.
$D_{p,m}$:	Costo por uso del sistema de distribución en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.

[Firma]

[Firma]

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

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

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

$ExpT_{h,i,j,n,f-1}$: Exportación horaria de energía del AGPE durante cada hora del periodo $f-1$, en kWh. La suma sobre todas las horas del periodo de facturación $f-1$, $ExpT_{i,j,n,f-1}$, es igual a $Exp1_{i,j,n,f-1} + Exp2_{i,j,n,f-1}$

Artículo 19. Disposición transitoria de traslado del costo de compras de AGPE y GD. En forma transitoria mientras se adoptan las disposiciones definitivas sobre traslado de las compras de energía en la tarifa del usuario final en el componente G del CU, se adiciona un componente transitorio al artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, de conformidad con el anexo 2 de la presente resolución.

Capítulo 4 DISPOSICIONES FINALES

Artículo 20. Información de usuarios AGPE y GD en el sistema. Los TN y los OR deben enviar a la UPME y a la CREG, durante los primeros 15 días de cada año, un informe de los AGPE y GD conectados a sus respectivos sistemas, con las principales características de cada uno de ellos, potencia instalada y declarada, tipo de tecnología utilizada, ubicación geográfica y nivel de tensión, la energía mensual de excedentes entregada a la red, cantidad de solicitudes de conexión simplificadas recibidas, cantidad de solicitudes rechazadas, sistema de medición utilizado, tiempo de ejecución de estudio y de conexión, entre otros, según el formato que para tal efecto establezca la UPME.

Adicionalmente dentro de los tres (3) meses siguientes al de entrada en vigencia de la presente resolución, los OR deberán publicar en sus páginas web cartillas de fácil entendimiento con los principales aspectos de procedimiento para que los potenciales usuarios AGPE y GD puedan consultar de manera rápida las condiciones de acceso a la red y las fuentes de información para adelantar sus estudios de conexión simplificados en cada caso.

Artículo 21. Obligación de información de usuarios autogeneradores a pequeña escala. Los AGPE tienen la obligación de reportar la capacidad instalada de su planta de autogeneración. Esta capacidad debe corresponder a toda la capacidad instalada.

Artículo 22. Capacidad de generación y autogeneración a pequeña escala. La capacidad de una planta de generación o autogeneración no puede ser fraccionada para efectos de reportarlas como plantas independientes y aplicar los precios que se determinan en esta resolución para los AGPE y GD.

Cuando se identifique esta situación el OR procederá a desconectar a los usuarios y agentes involucrados sin perjuicio de las acciones que la

By JP

By JP

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio adelanten al respecto.

Artículo 23. Principios rectores en la interpretación y aplicación de las obligaciones por parte del OR. De conformidad con los principios de libertad de acceso, eficiencia, adaptabilidad y neutralidad contenidos en los artículos 3.9, 11.6 y 170 de la Ley 142 de 1994, así como en el artículo 6 de la Ley 143 de 1994, cada OR deberá cumplir con las siguientes obligaciones:

- a) Abstenerse de solicitar requisitos distintos a los expresamente previstos en esta resolución.
- b) Cumplir diligentemente con los plazos.
- c) Suministrar información veraz, oportuna, confiable y de calidad. En consecuencia, no podrá negar o dilatar el acceso a la información. También deberá abstenerse de entregar información que no coincida con la realidad, incompleta, que induzca a error o no cumpla la finalidad para la cual le fue exigido suministrarla.
- d) Otorgar el mismo tratamiento a todos los interesados. En consecuencia, no podrá favorecer a ningún interesado y deberá respetar la prelación y orden de llegada en los trámites previstos en esta resolución.
- e) Abstenerse de cobrar valores no previstos en la regulación ni valores superiores a los costos en los trámites.

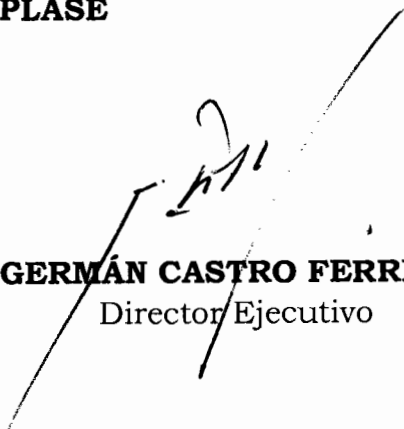
Artículo 24. Vigencia. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*, modifica los numerales 4.4 y 4.5 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998 en lo que corresponda a los AGPE y GD y modifica transitoriamente el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 y deroga las demás normas que le sean contrarias.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C.

26 FEB. 2018


ALONSO MAYELO CARDONA DELGADO
Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente


GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo





Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

ANEXO No. 1

Determinación de los factores para referir al STN considerando solamente pérdidas técnicas

Los factores técnicos de cada nivel de tensión para referir las medidas de energía al STN, considerando las pérdidas de energía técnicas de los STR o SDL, se determinarán, para cada OR, siguiendo las siguientes expresiones:

Nivel de tensión 3 ($PRTe_{3,j,t}$)

$$PRTe_{3,j,t} = 1 - (1 - Pe_{j,3,t}) \left[(1 - P_{4,R,m,t}) \left(\frac{Fe_{j,4-3}}{Fe_{j,3}} \right) + (1 - P_{j,STN-3}) \left(\frac{Fe_{j,STN-3}}{Fe_{j,3}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,3} = Fe_{j,4-3} + Fe_{j,STN-3}$$

Donde,

- $PRTe_{3,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR j al STN en el año t considerando únicamente pérdidas técnicas.
- $Pe_{j,3,t}$: Índice de pérdidas reconocidas para el OR j en el nivel de tensión 3, en el año t según lo establecido en el numeral 7.1.1.2. de la Resolución CREG 015 de 2018.
- $P_{4,R,m,t}$: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STR R , en el mes m del año t , según lo establecido en el numeral 1.1.1. de la Resolución CREG 015 de 2018.
- $Fe_{j,n-3}$: Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n , n es STN o 4, y el nivel de tensión 3 del OR j (MWh-año).
- $P_{j,STN-3}$: Pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 al STN e iguales a 0,23 %.
- $Fe_{j,3}$: Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 3 del OR j (MWh-año). En el caso que no existan flujos de energía a este nivel, la variable tomará el valor de 1.

Nivel de tensión 2

$$PRTe_{2,j,t} = 1 - (1 - Pe_{j,2,t}) \left[(1 - P_{4,R,m,t}) (1 - Pe_{j,3,t}) \left(\frac{Fe_{j,3-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{4,R,m,t}) (1 - P_{j,4-2}) \left(\frac{Fe_{j,4-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{j,STN-2}) \left(\frac{Fe_{j,STN-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,2} = Fe_{j,STN-2} + Fe_{j,4-2} + Fe_{j,3-2}$$

Donde,

- $PRTe_{2,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR j al STN en el año t considerando únicamente pérdidas técnicas.

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

- $P_{j,2,t}$: Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 2 del OR j en el año t , según lo establecido en los numerales 7.1.2 y 7.1.3 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- $P_{4,R,m,t}$: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STR R , en el mes m del año t , según lo establecido en el numeral 1.1.1. de la Resolución CREG 015 de 2018.
- $Pe_{j,2,t}$: Índice de pérdidas reconocidas para el OR j en el nivel de tensión 2, en el año t según lo establecido en el numeral 7.1.1.2. de la Resolución CREG 015 de 2018.
- $Pe_{j,3,t}$: Índice de pérdidas reconocidas para el OR j en el nivel de tensión 3, en el año t según lo establecido en el numeral 7.1.1.2. de la Resolución CREG 015 de 2018.
- $Fe_{j,n-2}$: Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n , n es STN, 4 o 3, y el nivel de tensión 2 del OR j , MWh-año.
- $Fe_{j,2}$: Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 2 del OR j (MWh-año).
- $P_{j,n-2}$: Pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 2 al STN o al nivel de tensión 4 (n es STN o 4) del mismo OR e iguales a 0,23 %.

Nivel de tensión 1

$$PRTe_{1,j,t} = 1 - (1 - PT_{j,1}) \left[(1 - PR_{3,j,t}) \left(\frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PR_{2,j,t}) \left(\frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,1} = Fe_{j,3-1} + Fe_{j,2-1}$$

Donde,

- $PRTe_{1,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del OR j al STN en el año t considerando únicamente pérdidas técnicas.
- $PT_{j,1}$: Índice de pérdidas técnicas del OR j del nivel de tensión 1 según la tabla 6.2 del documento "Cálculo de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1" de la Circular CREG 052 de 2010 o las definidas en las resoluciones particulares con base en la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018.
- $PR_{3,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR j al STN en el año t .
- $PR_{2,j,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR j al STN en el año t .
- $Fe_{j,n-1}$: Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n , n es 3 o 2, y el nivel de tensión 1 del OR j (MWh-año).
- $Fe_{j,1}$: Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 1 del OR j (MWh-año).

Pérdidas de transformadores de conexión al STN:

Las pérdidas de transformación para referir las medidas de usuarios que se consideran conectados directamente al STN, independientemente del nivel de

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

tensión de baja tensión del transformador de conexión al STN donde se encuentre su medida, son iguales a 0,23 %.

Alonso M. Cardona Delgado
ALONSO MAYELO CARDONA DELGADO
Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente

[Signature]
GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

ANEXO No. 2

Costo máximo transitorio de traslado de compras de energía de GD y AGPE

Transitoriamente, mientras se adoptan las disposiciones definitivas sobre traslado de las compras de energía en la tarifa del usuario final en el componente G del CU, el componente $G_{m,i,j}$ de la fórmula tarifaria establecida en el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, se calculará de la siguiente manera:

$$G_{m,i,j} = Q_{C_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{C_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C_{m-1}}) + \\ + (1 - Q_{C_{m-1,i}} - Q_{agd_{m-1,i}}) * P_{b_{m-1,i}} + A_{j,m,i} + \\ + G_{transitorio_{m,i,j}}$$

Donde,

$$Q_{C_{m-1,i}} = \min \left[1, \frac{C_{C_{m-1,i}}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

$$P_{b_{m-1,i}} = \frac{\sum_{h=1}^n (P_{h,m-1} \times D_{i,h,m-1})}{\sum_{h=1}^n D_{i,h,m-1}}$$

y,

- m : Mes para el cual se calcula el Costo Unitario de Prestación del Servicio.
- i : Comercializador Minorista i .
- j : Mercado de Comercialización j .
- $DCR_{i,m-1}$: Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista i en el mes $m-1$.
- $Q_{C_{m-1,i}}$: Es el menor valor entre 1 y el resultante de la relación energía comprada por el Comercializador Minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial del mercado regulado del Comercializador Minorista, en el mes $m-1$.
- $C_{C_{m-1,i}}$: Energía comprada mediante contratos bilaterales por el Comercializador Minorista i con destino al mercado regulado en el mes $m-1$.
- $P_{C_{m-1,i}}$: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del Comercializador Minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$.
- $M_{C_{m-1}}$: Costo Promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado.

[Firma]

[Firma]

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

- $\alpha_{i,j}$: Valor de α del Comercializador Minorista i en el Mercado de Comercialización j para el mes de enero de 2007, calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997.
- $Pb_{m-1,i}$: Precio de la energía comprada en Bolsa por el Comercializador Minorista i , en el mes $m-1$, expresado en \$/kWh, cuando las cantidades adquiridas en las subastas del MOR y en contratos bilaterales no cubran la totalidad de la demanda regulada.
- $AJ_{m,i}$: Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía, expresado en \$/kWh, del Comercializador i para el mes m , calculado conforme al Anexo 1 de la presente resolución.
- $Qagd_{m-1,i}$: Suma de compras de AGPE y GD del comercializador i en el mes $m-1$.
- $P_{h,m-1}$: Precio de Bolsa en la hora h (\$/kWh), del mes $m-1$.
- $D_{i,h,m-1}$: Compras en Bolsa del Comercializador Minorista i (kWh) en la hora h , del mes $m-1$.
- n : Número de horas del mes $m-1$.
- $G_transitorio_{m,i,j}$: Costo de compra de energía a AGPE y GD por parte del comercializador i en el mes m , para el mercado de comercialización j .

Donde:

$$Qagd_{m-1,i} = Q_{GDm-1,i} + Q11_{m-1,i} + Q12_{m-1,i} + Q21_{m-1,i} + Q22_{m-1,i} + Q3_{m-1,i}$$

$$G_transitorio_{m,i,j} = \begin{bmatrix} Q_{GDm-1,i} \times P_{GDm-1,i} + \\ + Q11_{m-1,i} \times P11_{m-1,i} + \\ + Q12_{m-1,i} \times P12_{m-1,i} + \\ + Q21_{m-1,i} \times P21_{m-1,i} + \\ + Q22_{m-1,i} \times P22_{m-1,i} + \\ + Q3_{m-1,i} \times P3_{m-1,i} \end{bmatrix}$$

y,

- $Q_{GDm-1,i}$: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante compras de generación distribuida con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes $m-1$.
- $Q11_{m-1,i}$: Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante compras a AGPE con FNCER de capacidad instalada menor o igual a 0.1 MW, asociada a las cantidades definidas por la variable *Exp1*, con destino al mercado regulado y

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes $m-1$.

$Q12_{m-1,i}$ Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante compras a AGPE con FNCER de capacidad instalada menor o igual a 0.1 MW, asociada a las cantidades definidas por la variable $Exp2$, con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes $m-1$.

$Q21_{m-1,i}$ Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante compras a AGPE con FNCER de capacidad instalada mayor a 0.1 MW, asociada a las cantidades definidas por la variable $Exp1$, con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes $m-1$.

$Q22_{m-1,i}$ Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante compras a AGPE con FNCER de capacidad instalada mayor a 0.1 MW, asociada a las cantidades definidas por la variable $Exp2$, con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes $m-1$.

$Q3_{m-1,i}$ Fracción de la Demanda Comercial del Comercializador Minorista i atendida mediante compras a AGPE que no utilizan FNCER, con destino al mercado regulado y la Demanda Comercial Regulada del Comercializador Minorista, en el mes $m-1$.

$P_{GDm-1,i}$ Precio de compras propias de energía de generación distribuida, expresado en \$/kWh, del Comercializador Minorista i con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$.

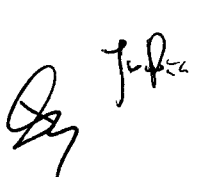
$P11_{m-1,i}$ Precio reconocido por la energía exportada $Exp1$ por el AGPE que utiliza FNCER con capacidad menor o igual a 0.1 MW, expresado en \$/kWh, recibida por el Comercializador Minorista i con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$.

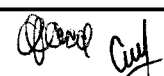
$P12_{m-1,i}$ Precio reconocido por la energía exportada $Exp2$ por el AGPE que utiliza FNCER con capacidad menor o igual a 0.1 MW, expresado en \$/kWh, recibida por el Comercializador Minorista i con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$.

$P21_{m-1,i}$ Precio reconocido por la energía exportada $Exp1$ por el AGPE que utiliza FNCER con capacidad mayor a 0.1 MW, expresado en \$/kWh, recibida por el Comercializador Minorista i con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$.

$P22_{m-1,i}$ Precio reconocido por la energía exportada $Exp2$ por el AGPE que utiliza FNCER con capacidad mayor a 0.1 MW, expresado en \$/kWh, recibida por el Comercializador Minorista i con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$.

$P3_{m-1,i}$ Precio reconocido por la energía exportada por el AGPE que no utiliza FNCER, expresado en \$/kWh, recibida por el





Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

Comercializador Minorista i con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$.

Y:

$$P_{GDm-1,i} = \sum_{h \in m} PVgd_{h,m,i} - Beneficios$$

$$P11_{m-1,i} = CU_{m-1} - Cv_{m-1}$$

$$P12_{m-1,i} = Pb_{m-1,h}$$

$$P21_{m-1,i} = G_{m-1}$$

$$P22_{m-1,i} = Pb_{m-1,h}$$

$$P3_{m-1,i} = Pb_{m-1,h}$$

$$Q_{GDm-1,i} = \min \left[1, \frac{CE_{GDm-1,i}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

$$Q11_{m-1,i} = \min \left[1, \frac{CE11_{m-1,i}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

$$Q12_{m-1,i} = \min \left[1, \frac{CE12_{m-1,i}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

$$Q21_{m-1,i} = \min \left[1, \frac{CE21_{m-1,i}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

$$Q22_{m-1,i} = \min \left[1, \frac{CE22_{m-1,i}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

$$Q3_{m-1,i} = \min \left[1, \frac{CE3_{m-1,i}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

Donde:

k k igual a 1 para AGPE que utilizan FNCER con capacidad instalada menor o igual a 0.1 MW. k igual a 2 para AGPE que utilizan FNCER con capacidad instalada mayor a 0.1 MW.

$CEk1$ Compras de energía asociadas al grupo de AGPE k con la variable $Exp1$

$CEk2$ Compras de energía asociadas al grupo de AGPE k con la variable $Exp2$

$CE3_{m-1,i}$ Compras de energía asociadas con el AGPE que no utiliza FNCER.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

$CE_{GDm-1,i}$ Compras de energía asociadas con la GD.

Parágrafo 1. Hasta tanto la Comisión no expida la resolución que establezca las pérdidas no técnicas que se asignarán a cada Comercializador Minorista, la Demanda Comercial Regulada para cada Comercializador Minorista se seguirá estableciendo conforme los procedimientos actuales.

Parágrafo 2. En el caso que para el mes de cálculo la demanda contratada mediante contratos bilaterales por un Comercializador Minorista para atender al Mercado Regulado sea mayor que la Demanda Comercial Regulada, el valor de $P_{Cm-1,i}$ se determinará como el promedio ponderado del precio de cada uno de los contratos bilaterales por la cantidad contratada, multiplicado por un factor equivalente al cociente entre la Demanda Comercial Regulada y la demanda contratada mediante contratos bilaterales.

Alonso H. Cardona Delgado
ALONSO MAYELO CARDONA DELGADO
Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente

FTL
GERMÁN CASTRO FERREIRA
Director Ejecutivo