

ANEXO 1: MARCO LEGAL

La presente sección tiene como objetivo proporcionar un marco legal sólido y fundamentado para el presente trabajo de grado de prácticas profesionales en la Compañía Energética de Occidente (CEO).

En este marco legal, se definirán las regulaciones que afectan las actividades de comercialización de energía solar de la CEO.

1.1 Definiciones

1.1.1 Autogeneración:

Actividad realizada por usuarios, sean estos personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atienda la propia demanda o necesidad se realizará sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red [1].

1.1.2 Autogenerador:

Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de generación para realizar la actividad de autogeneración [1].

1.1.3 Autogenerador a gran escala (AGGE)

Autogenerador con capacidad instalada o nominal superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015, o aquella que la modifique o sustituya [1].

1.1.4 Autogenerador a pequeña escala (AGPE)

Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya [1].

1.1.5 Capacidad instalada o nominal de un autogenerador y un generador distribuido

Es la capacidad continua a plena carga del sistema de generación del autogenerador o el generador que se conecta al SIN, bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante [1].

Cuando la conexión al SIN sea a través de inversores, esta capacidad corresponde a la suma de las capacidades nominales de los inversores en el lado

de corriente alterna o con conexión al SIN. La capacidad nominal de un inversor corresponde al valor nominal de salida de potencia activa indicado por el fabricante [1].

Si el valor de placa se encuentra en unidades de kVA o MVA, se deberá asumir un factor de potencia unitario [1].

1.1.6 Crédito de energía:

Cantidad de excedentes de energía entregados a la red por un AGPE con FNCER, que se permuta contra la importación de energía que éste realice durante un período de facturación [1].

1.1.7 Excedentes de energía

Toda entrega de energía eléctrica a la red realizada por un autogenerador, expresada en kWh [1].

1.1.8 Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER):

Son las fuentes de energía, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar, los mares, hidrógeno verde y azul, de acuerdo con la definición establecida en las Leyes 1715 de 2014, Ley 2099 de 2021, o aquellas que la modifiquen o sustituyan [1].

1.1.9 Generación distribuida:

Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL) [1].

1.1.10 Generador distribuido (GD):

Empresa de Servicios Públicos (ESP) que realiza la actividad de generación distribuida. Para todos los efectos, es un agente generador sujeto a la regulación vigente para esta actividad, con excepción de los procedimientos de conexión y comercialización aquí definidos [1].

1.1.11 Importación de energía

Cantidad de energía eléctrica consumida desde las redes del SIN por un autogenerador, expresada en kWh [1].

1.1.12 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 Sistema de Transmisión Regional, STR, o de un Sistema de Distribución Local, SDL, incluidas sus conexiones al Sistema

de Transmisión Nacional, 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, ESP. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite Cargos de Uso corresponde a un Municipio [1].

1.1.13 Potencia máxima declarada para AGPE y AGGE

Corresponde a la potencia que es declarada por el AGPE o AGGE ante el OR, en el momento del registro de la frontera comercial para entrega de excedentes de energía, cuando aplica, y declarada durante el procedimiento de conexión [1].

Para el GD se entiende que es la capacidad efectiva neta aplicable a los agentes generadores de acuerdo con la regulación vigente, declarada ante el OR en el procedimiento de conexión y en el momento de registro de la frontera comercial [1].

La potencia máxima declarada será igual a la potencia establecida en el contrato de conexión, en caso de que este aplique. Así mismo, esta deberá ser menor o igual a la capacidad instalada o nominal, y será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera comercial [1].

1.1.14 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 [1].

1.1.15 Activos de conexión del OR al STN:

Son los bienes que se requieren para que un operador de red se conecte físicamente al Sistema de Transmisión Nacional, STN [2].

Se consideran como activos de conexión del OR al STN las siguientes UC: la bahía de transformador con tensión mayor o igual a 220 kV, el transformador con una tensión primaria mayor o igual a 220 kV y, secundaria o terciaria, cualquier tensión inferior a 220 kV y las bahías de transformador de los lados de baja tensión. En las subestaciones del STN con configuración de anillo o interruptor y medio no se remunerarán a través de cargos por uso de la actividad de distribución, las bahías con tensión mayor o igual a 220 Kv [2].

Los activos de conexión del OR al STN se remunerarán mediante cargos por uso y por lo tanto hacen parte de la base regulatoria de activos. El OR es el responsable por la operación y mantenimiento de estos activos [2].

Cuando estos activos sean compartidos por dos o más OR, estos deberán acordar cuál de ellos se encargará de la operación y el mantenimiento, así como el valor a remunerar entre ellos por dichas actividades [2].

1.1.16 Activos de conexión a un STR o a un SDL:

Son los bienes que se requieren para que un OR se conecte físicamente a un Sistema de Transmisión Regional, STR, o a un Sistema de Distribución Local (SDL), de otro OR. También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual [2].

Los activos de conexión utilizados para conectar un OR al STR o al SDL de otro OR serán considerados en el cálculo de los cargos por uso del OR que se conecta y su operación y mantenimiento estarán bajo su responsabilidad [2].

Cuando estos activos sean compartidos por dos o más OR, estos deberán acordar cuál de ellos se encargará de la operación y el mantenimiento, así como el valor a remunerar entre ellos por dichas actividades [2].

Se preservan las situaciones particulares y concretas consolidadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 en las que, en los términos y con el alcance de la definición de activos de conexión a un STR o a un SDL prevista en el artículo 12 de la Resolución CREG 082 de 2002, se tengan varios usuarios finales usando activos de conexión al SDL y con la medida en el nivel de tensión 1 y la respectiva solicitud de conexión haya sido presentada en los términos del numeral 4 del anexo general de la Resolución CREG 070 de 1998. A estos usuarios se les cobrarán cargos por uso de nivel de tensión 2 o 3 y para la determinación del consumo se debe referir la medida al nivel de tensión que corresponda utilizando el factor respectivo [2].

1.1.17 Activos de nivel de tensión 1:

Son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan para atender dos o más usuarios, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, excepto los que hacen parte de instalaciones internas. En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15 kVA [3].

1.1.18 Activos de uso de STR y SDL:

Son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV que son utilizados por más de un usuario y son remunerados mediante cargos por uso de STR o SDL [2].

1.1.19 Activos en operación:

Son aquellos activos eléctricos que forman parte de un sistema utilizado de forma permanente en la actividad de distribución de energía eléctrica, incluyendo aquellos que están normalmente abiertos. Se entiende por sistemas normalmente abiertos aquellos que se encuentran disponibles para entrar en servicio en forma inmediata cuando se requieran [2].

1.1.20 Activos no eléctricos:

Son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social. Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.), maquinaria y equipos (grúas, vehículos, etc.) y equipos de cómputo [2].

1.1.21 Activo no operativo:

Activo que estando en las condiciones necesarias para operar no puede hacerlo debido a la indisponibilidad de otro activo diferente a los que conforman su grupo de activos [2].

1.1.22 AOM:

Valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL [2].

1.1.23 Capacidad disponible del activo:

Parte de un activo que está siendo utilizada en la prestación del servicio, expresada como un porcentaje de la capacidad total que puede entregar acorde con sus características técnicas o datos de fabricante en condiciones normales de operación [2].

1.1.24 Carga o Capacidad Instalada:

Es la carga instalada o la capacidad nominal, declarada al momento de efectuar una conexión a un sistema determinado, que puede soportar el componente limitante de una instalación o sistema eléctrico [2].

1.1.25 Cargos por uso del OR:

Son los cargos, expresados en \$/kWh, acumulados para cada nivel de tensión, que remuneran a un OR las inversiones en los activos de uso de los SDL y STR y los gastos de AOM en los que incurre para la prestación del servicio [2].

1.1.26 Centro Nacional de Despacho (CND):

Entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los acuerdos del CON [2].

1.1.27 Compensación por Energía No Suministrada (CNE):

Compensación por ocasionar energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos [2].

1.1.28 Conexión y acceso a redes:

Es el derecho que tiene todo usuario a utilizar las redes del STN, STR y/o SDL, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la ley [2].

1.1.29 Disponibilidad:

Se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un activo de uso estuvo en servicio o cuando, sin estar en servicio, el agente lo declara disponible y el CND no instruye su conexión por condiciones de topología, seguridad, confiabilidad o calidad del SIN [2].

1.1.30 Índice de Precios del Productor (IPP):

Corresponde al índice de precios del productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el Departamento Nacional de Estadística (DANE) [2].

1.1.31 Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC):

Entidad encargada de la liquidación y administración de cuentas de los cargos por uso de las redes del SIN que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente [2].

1.1.32 Mercado de comercialización:

Conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área [2].

1.1.33 Niveles de tensión:

Los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV [2].

Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV [2].

Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV [2].

Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV [2].

1.1.34 Nodo:

Punto donde se conectan físicamente varios elementos de un sistema eléctrico. Normalmente es el barraje de una subestación [2].

1.1.35 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 por uso corresponde a un municipio [2].

1.1.36 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 en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización [2].

1.1.37 Sistema de Transmisión Regional (STR):

Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR 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 OR o TR [2].

1.1.38 Sistema de Transmisión Nacional (STN):

Es el sistema 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 [2].

1.1.39 Trabajos de expansión o reposición en la red:

Son las actividades necesarias para la entrada en operación comercial de un generador, de los activos que componen los proyectos de expansión y demás que hagan parte del plan de inversiones que la CREG le haya aprobado al OR o de las expansiones del STR que se ejecuten a través de los procesos de selección que realiza la UPME [2].

1.1.40 Usuario:

Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor y, para los efectos de esta resolución, se le denominará usuario final [2].

1.1.41 Usuario conectado directamente al STN:

Es el usuario final del servicio de energía eléctrica conectado al STN mediante equipos destinados en un 100% a su uso exclusivo.

Se preservan las situaciones particulares en las que un usuario a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 estaba reconocido como usuario conectado directamente al STN [2].

Un usuario conectado directamente al STN pertenece al mercado de comercialización del OR que atiende la mayor cantidad de usuarios en el municipio donde se encuentre ubicado. Cuando el usuario conectado directamente al STN está ubicado en un municipio donde no existan usuarios conectados a ningún OR del SIN, pertenecerá al mercado de comercialización del OR que atienda la mayor cantidad de usuarios en el departamento donde se encuentre ubicado [2].

1.1.42 Usuario del STR o SDL:

es el usuario final del servicio de energía eléctrica, OR, generador, cogenerador o autogenerador conectado al STR o al SDL [2].

1.2 LEY 1715 DE 2014

Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional [4].

1.1.43 Definiciones

1.1.43.1 Contador Bidireccional

Contador que acumula la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente [4].

1.1.43.2 Desarrollo Sostenible

Aquel desarrollo que conduce al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades, por lo menos en las mismas condiciones de las actuales [4].

1.1.43.3 Eficiencia Energética

Es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, que busca ser maximizada a través de buenas prácticas de reconversión tecnológica o sustitución de combustibles. A través de la eficiencia energética, se busca obtener el mayor provecho de la energía, bien sea

a partir del uso de una forma primaria de energía o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de las diferentes formas de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre el ambiente y los recursos naturales renovables [4].

1.1.43.4 Fuentes convencionales de energía

Son aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el país [4].

1.1.43.5 Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE)

Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCE. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME [4].

1.1.43.6 Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCE)

Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME [4].

1.1.43.7 Generación Distribuida (GD)

Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin [4].

1.1.43.8 Gestión eficiente de la energía

Conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de la implementación de medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda [4].

1.1.43.9 Respuesta de la demanda

Consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos [4].

1.1.44 Artículo 8. Promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida

El Gobierno Nacional promoverá la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida por medio de los siguientes mecanismos:

A. Entrega de excedentes

Se autoriza a los autogeneradores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte. Lo anterior aplicará una vez la CREG expida la regulación correspondiente. Esta regulación se expedirá conforme a los principios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética expedidos por el Ministerio de Minas y Energía para tal fin [4].

Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen 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 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 [4];

Para el caso de los auto generadores de propiedad de productores de Petróleo y/o Gas Natural, estos podrán vender en el mercado mayorista, a través de empresas facultadas para ello, sus excedentes de energía que se generen en plantas de generación eléctrica que utilicen gas combustible [4].

B. Sistemas de medición bidireccional y mecanismos simplificados de conexión y entrega de excedentes a los autogeneradores a pequeña escala:

Los autogeneradores a pequeña escala podrán usar medidores bidireccionales de bajo costo para la liquidación de sus consumos y entregas a la red, así como procedimientos sencillos de conexión y entrega de excedentes para viabilizar que dichos mecanismos puedan ser implementados, entre otros, por usuarios residenciales [4];

C. Venta de energía por parte de generadores distribuidos:

La energía generada por generadores distribuidos se remunerará teniendo en cuenta los beneficios que esta trae al sistema de distribución donde se conecta, entre los que se pueden mencionar las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de energía reactiva, etc., según la regulación que expida la CREG para tal fin, conforme a los principios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y los lineamientos de política energética expedidos por el Ministerio de Minas y Energía para el mismo [4];

D. Venta de créditos de energía:

Aquellos autogeneradores que por los excedentes de energía entregados a la red de distribución se hagan acreedores de los créditos de energía de los que habla el literal a) del presente artículo, podrán negociar dichos créditos y los derechos inherentes a los mismos con terceros naturales o jurídicos, según las normas que la CREG defina para tal fin [4];

E. Programas de divulgación masiva:

La UPME realizará programas de divulgación masiva cuyo objetivo sea informar al público en general sobre los requisitos, procedimientos y beneficios de la implementación de soluciones de autogeneración a pequeña escala [4];

F. Programas de divulgación focalizada:

La UPME realizará investigaciones sobre los posibles nichos en donde sea más probable que se implementen de manera viable las soluciones de autogeneración a pequeña escala, y con base en esto realizará programas de divulgación y capacitación focalizados acerca de estas tecnologías, así como la preparación y publicación de guías técnicas y financieras relacionadas [4].

1.1.45 Artículo 19. Desarrollo de la energía solar

1. La energía solar se considerará como FNCER. Se deberá estudiar y analizar las condiciones propias de la naturaleza de la fuente para su reglamentación técnica por parte de la CREG [4].

2. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Vivienda y Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en el marco de sus funciones, fomentarán el aprovechamiento del recurso solar en proyectos de urbanización municipal o distrital, en edificaciones oficiales, en los sectores industrial, residencial y comercial [4].
3. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía directamente o a través de la entidad que designe para este fin reglamentará las condiciones de participación de energía solar como fuente de generación distribuida estableciendo la reglamentación técnica y de calidad a cumplir por las instalaciones que utilicen la energía solar, así como los requisitos de conexión, mecanismos de entrega de excedentes, y normas de seguridad para las instalaciones [4].
4. El Gobierno Nacional considerará la viabilidad de desarrollar la energía solar como fuente de autogeneración para los estratos 1, 2 y 3 como alternativa al subsidio existente para el consumo de electricidad de estos usuarios [4].
5. El Gobierno Nacional, por intermedio del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible determinará los parámetros ambientales que deberán cumplir los proyectos desarrollados con energía solar así como la mitigación de los impactos ambientales que puedan presentarse en su implementación [4].
6. El Gobierno Nacional incentivará el uso de la generación fotovoltaica como forma de autogeneración y en esquemas de GD con FNCER [4].
7. El Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía considerará esquemas de medición para todas aquellas edificaciones oficiales o privadas, industrias, comercios y residencias que utilicen fuentes de generación solar. El esquema de medición contemplará la posibilidad de la medición en doble vía (medición neta), de forma que se habilite un esquema de autogeneración para dichas instalaciones [4].
8. El Gobierno Nacional fomentará la autogeneración fotovoltaica en edificaciones oficiales, especialmente, dedicadas a la prestación de servicios educativos y de salud [4].

1.2 Resolución CREG 015 de 2018:

La resolución 015 de 2018 de la CREG mediante la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Establece en el capítulo 10 los cargos por respaldo de la red asumidos por los autogeneradores según su capacidad instalada, así como el contenido de dicho contrato. [2]

1.2.1 Capítulo 10. Cargos por respaldo de la red

Cualquier usuario autogenerador del SDL o STR con capacidad instalada igual o mayor a 100 kW deberá contratar capacidad de respaldo de la red, en la cantidad que defina dicho usuario y sujeto a la disponibilidad técnica del OR [3].

Los usuarios autogeneradores del SDL o STR con capacidad instalada inferior a 100 kW que requieran respaldo de red no están sujetos al pago de la misma [3].

Durante los primeros cinco años de aplicación de los ingresos y cargos calculados con base en la presente resolución, el pago anual por respaldo de transición será el resultante de las siguientes expresiones [3]:

$$CRP_{u,n,t} = \text{máx} [CRT_{u,n,t}, CR_{u,n,0}]$$

Figura 1: Cargos por respaldo de la red. Fuente [3]

$$CRT_{u,n,t} = CR_{u,n,0} + b * \left(\frac{CRES P_{u,n} - CR_{u,n,0}}{5} \right)$$

Figura 2: Cargos por respaldo de la red. Fuente [3]

Donde:

CRPu,n,t:

Costo de respaldo a pagar por el usuario u, en el nivel de tensión n, en el año t [3].

CRtu,n,t:

Costo de respaldo de transición para el usuario u, en el nivel de tensión n, en el año t [3].

CRu,n,0:

Costo de respaldo contratado por el usuario u, en el nivel de tensión n, en el año cero (0). Es el valor anual pagado por dicho usuario en el año anterior al del primer año de aplicación de cargos con base en esta resolución. En caso de no existir ningún pago, se debe calcular con base en el numeral 10.1 [3].

b:

Variable que representa el año de aplicación a partir de la entrada en vigencia de los ingresos aprobados al OR con base en la presente resolución, variando a partir de uno en el primer año y hasta cinco (5) [3].

CRESP_{u,n}:

Costo de respaldo de red del usuario u en el nivel de tensión n, calculado según el numeral 10.2 [3].

A partir del año 6 y hasta que se remplace la presente metodología, el pago anual por respaldo será calculado con base en el numeral 10.2 [3].

1.2.2 Numeral 10.1 Costo de respaldo contratado (CR_{u,n,0})

El costo aquí calculado por disponibilidad de capacidad de respaldo de la red es un máximo y las partes podrán negociar uno inferior y se calcula según la siguiente expresión [2]:

$$CR_{u,n,0} = I_{TOTAL} + AOM_{TOTAL}$$

Figura 3: Cargos por respaldo de la red. Fuente [3]

La anualidad de la inversión correspondiente al servicio de respaldo se calculará así:

$$I_{TOTAL} = [(I_T * CT_r) + I_L + I_E] * \frac{IPP_m}{IPP_0}$$

Figura 4: Costo de respaldo contratado. Fuente [3]

Con:

$$I_L = l * CR_{i,k} * \left(\frac{r}{1 - (1 + r)^{-v_i}} \right) * P_{CR}$$

Figura 5: Inversiones en líneas. Fuente [3].

$$I_E = P_{CR} * \sum_{i=1}^N \left(CR_{i,k} * \left(\frac{r}{1 - (1 + r)^{-v_i}} \right) \right)''$$

Figura 6: Inversiones en equipos. Fuente [3].

Donde:

I_{TOTAL}:

Costo de la inversión total anual requerida para la prestación del servicio de respaldo. Dicho valor se actualizará mensualmente con el Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP) [3].

I_r:

Corresponde al costo de la capacidad de transformación requerida para el servicio de respaldo. La tarifa por unidad de potencia es de 12.400 \$/kVA-año (pesos de diciembre de 2007), independientemente del Nivel de Tensión al cual esté conectado el usuario [3].

C_{Tr}:

Capacidad de transformación (kVA), requerida para el servicio de respaldo [3].

I_L:

Corresponde a las inversiones en líneas que son utilizadas para prestar el servicio de respaldo en proporción a la capacidad de respaldo requerida, en el nivel de tensión que se encuentra la conexión [3].

I_E:

Corresponde a las inversiones en equipos que son utilizados para prestar el servicio de respaldo en proporción a la capacidad de respaldo requerida, en el nivel de tensión que se encuentra la conexión [3].

Para estos efectos la forma de calcular la inversión total correspondiente es:

I:

Longitud (km), de la línea que es utilizada para prestar el servicio de capacidad de respaldo [3].

CR_{i,k}:

Costo Reconocido para la UC i , en el año k , reportada por el OR j definido en el capítulo 15 [3].

P_{CR} :

Relación entre la capacidad de respaldo solicitada y la capacidad nominal del elemento (red o equipo). Cuando dichos elementos sean utilizados en forma exclusiva por el usuario estos activos se considerarán de conexión y no se les aplicará lo dispuesto en la presente resolución sobre cargos por disponibilidad de capacidad de respaldo de la red [3].

n :

Corresponde a cada uno de los equipos involucrados en la prestación del servicio de capacidad de respaldo [3].

r :

Tasa de Retorno para la remuneración con la Metodología de Ingreso Regulado [3].

V_i :

Vida útil en años, reconocida para la UC i definidas en el capítulo 15 [3].

IPPM:

Índice de Precios al Productor Total Nacional, correspondiente al mes m [3].

IPPo:

Índice de Precios al Productor Total Nacional, correspondiente al mes de diciembre de 2007 [3].

El reconocimiento de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, (AOMTOTAL) se hará de la siguiente manera:

- Se realizará el cálculo de la inversión total de los activos necesarios para prestar el respaldo, valorada con las UC de la presente resolución [2].
- Se tomará la tasa de retorno para la remuneración con la metodología de ingreso regulado [2].
- El valor del AOM será calculado a partir de la aplicación del porcentaje anual reconocido al OR en la remuneración de la actividad de distribución,

aplicada a la inversión requerida para la prestación del servicio de capacidad de respaldo [2].

1.2.3 Numeral 10.2 Costo de respaldo de red (CRES_{u,n})

El costo aquí calculado por respaldo de la red es un costo fijo calculado según la siguiente expresión:

$$CRES_{u,n} = Dt_{n,j,m-1,t} * (365) * h * Pot_u$$

Figura 7: Costo de respaldo de red. Fuente [2].

Donde:

CRES_{u,n}:

Costo anual de respaldo de red del usuario u en el nivel de tensión n, en pesos [2].

Dt_{n,j,m,t}:

Cargo por uso del nivel de tensión n del OR j en el mes m del año t en el que se realiza el cálculo del respaldo, en \$/kWh. Para el caso de nivel de tensión 4 es igual a Dt_{4,R,m,t} [2].

h:

Cantidad de horas del día en las que la carga del circuito o subestación del OR j donde se requiere el respaldo es igual o superior al 95% de la máxima, según la curva definida según lo establecido en el numeral 10.4 [2].

Pot_u:

Es la potencia definida por el usuario u, en kW, sobre la cual se requiere respaldo [2].

1.2.4 Numeral 10.3 Contenido del contrato de respaldo

Los contratos que se suscriban deben tener en cuenta las siguientes consideraciones mínimas:

- A. Condiciones de verificación anual de disponibilidad de carga en el punto donde se requiere el respaldo y condiciones de renegociación en caso de modificación de curva de carga o necesidad de distribución de disponibilidad para respaldo por otras solicitudes de respaldo en el mismo circuito o subestación [2].
- B. Capacidad de respaldo de red contratada, carga instalada del usuario, capacidad de auto o cogeneración, cálculo de la variable $CRES_{Pu,n}$ y valor del respaldo en cada año [2].
- C. El OR será responsable por la distribución de energía hasta el límite de potencia acordada [2].
- D. El pago del respaldo remunera la disponibilidad de la red en un momento determinado y es independiente del uso de la misma por lo que, cuando el usuario del STR o SDL haga uso de la red, pagará los cargos por uso que correspondan por la totalidad de la energía consumida [2].
- E. Cuando la potencia máxima alcanzada por un usuario del STR o SDL supere la potencia respaldada y ponga en riesgo el suministro del servicio a otros usuarios, el OR podrá instalar equipos para el control de la potencia máxima a ser entregada por la red. Los costos de suministro e instalación de estos equipos estarán a cargo del usuario del STR o SDL que incurrió en esta situación y su remuneración podrá ser acordada entre las partes en el contrato de respaldo que se suscriba [2].
- F. Cuando el respaldo de red solicitado requiera una ampliación de la infraestructura disponible no considerada en el plan de inversión de un OR, el (los) solicitante(s) deberá(n) asumir los costos asociados con dicha ampliación [2].

Cuando, para un año determinado, existan varias solicitudes de respaldo sobre una misma infraestructura de uso, la capacidad de la red para respaldo será distribuida de manera equitativa a prorrata de la potencia instalada de los usuarios que solicitaron el respaldo [2].

1.2.5 Numeral 10.4 Determinación de curvas de carga

Al momento de la solicitud de respaldo por parte de algún usuario, el OR debe calcular la curva de carga del circuito o subestación al cual se conecta el usuario, según los siguientes parámetros:

- A. La curva de carga se debe construir con base en la potencia promedio de cada hora, determinada a partir de las lecturas de energía o potencia disponibles. Un criterio para determinar estos períodos de carga se basa en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga [2].
- B. Los datos a utilizar deben corresponder a los registrados en los días hábiles del mes de septiembre anterior al mes de solicitud de respaldo [2].
- C. Se deben especificar los rangos de horas donde la potencia es igual o superior al 95% de la carga máxima [2].
- D. Para el nivel de tensión 1, las curvas pueden obtenerse de los equipos de medida instalados en el transformador de nivel de tensión 1 o puede utilizarse la del circuito de media tensión al cual se conecta dicho transformador [2].
- E. El OR tendrá la obligación de justificar detalladamente el nivel de congestión en cada una de las horas de los circuitos de la red de distribución a su cargo en donde se supera el límite establecido en el numeral relativo a la capacidad nominal del circuito [2].

1.2.6 Numeral 10.5 Ingresos recibidos por respaldo

Durante los primeros diez días calendario de cada año el OR deberá informar al LAC la sumatoria de los ingresos recibidos durante el año anterior por este concepto, por cada nivel de tensión, calculados según la siguiente expresión:

$$I\text{Respaldo}_{j,n,t} = \sum_{u=1}^U C\text{RESP}_{u,n,t-1}$$

Figura 8: Ingresos por respaldo. Fuente [2]

Donde:

$I\text{Respaldo}_{j,n,t}$:

Ingresos recibidos por parte del OR j en el nivel de tensión n por concepto de respaldo de red durante el año t [2].

CRES_{Pu,n,t}:

Costo de respaldo de red del usuario u en el nivel de tensión n , del año t . En pesos [2].

U:

Cantidad de usuarios u que pagaron al OR j cargos por respaldo durante el año t , en un mismo nivel de tensión n [2].

En caso de que el LAC no reciba información alguna sobre un OR determinado, para efectos de cálculo de la liquidación correspondiente, el LAC asignará a dicho OR la variable **IRespaldo_{j,n,t}** de mayor valor entre las presentadas [2].

El valor de la variable **IRespaldo_{j,n,t}** será tenido en cuenta en la liquidación que haga el LAC para ser descontado de los costos anuales del OR correspondiente, según lo indicado en el numeral 2.7 [2].

1.3 Resolución CREG 174 de 2021

Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Regula aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al Sistema Interconectado Nacional (SIN). También se regulan aspectos de procedimiento de conexión de los autogeneradores a gran escala con potencia máxima declarada menor a 5 MW [1].

1.3.1 Artículo 5. Condición para conectarse como AGPE, AGGE o GD

Cualquier usuario que esté interesado en convertirse en AGPE o AGGE, o aquel prestador que esté interesado en convertirse en GD, lo podrá hacer una vez cumpla con los requisitos establecidos en la presente resolución.

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 que entrega excedentes, deberá realizar las adecuaciones en sus instalaciones para que sus consumos y entregas de excedentes no sean incluidos en la frontera que lo agregaba. No obstante, en el caso de que el usuario requiera convertirse en AGPE sin entrega de excedentes a la red, lo podrá realizar sin necesidad de modificar sus instalaciones para independizar sus consumos, pero de igual forma debe seguir el procedimiento establecido en esta resolución.

PARÁGRAFO 1. Todos los AGPE, AGGE y GD existentes al momento de expedición de esta resolución tienen la obligación de entregar la información que corresponda al OR al que estén conectados, declarando su capacidad instalada o nominal y la potencia máxima declarada. Esta obligación deberá cumplirse dentro de los tres (3) meses siguientes a la actualización del formato definido por el OR. El OR debe actualizar y publicar el formato en su página web durante los quince (15) días hábiles siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, dando aviso de esta publicación. Además, los OR deben informar, mediante el correo electrónico registrado, de la necesidad y obligación de esta actualización a cada uno de los AGPE, AGGE y GD existentes conectados en sus redes.

PARÁGRAFO 2. Para todos los efectos de esta resolución, el valor de capacidad instalada o nominal y la potencia máxima declarada de un autogenerador o generador distribuido se dará en unidades de kW, con una precisión de tres (3) cifras decimales, y se deberá declarar en el procedimiento de conexión.

PARÁGRAFO 3. Una vez el AGPE, AGGE o GD haya realizado el proceso de conexión y esté en operación, el OR debe mantener la infraestructura disponible para recibir los excedentes del autogenerador o la energía del GD.

1.3.2 Artículo 6. 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 SDL 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 máxima declarada de todos los GD y AGPE que entregan energía a la red, en un mismo circuito de nivel de tensión 1, debe ser igual o menor al 50% 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 que la alimenta. Cuando la capacidad nominal esté en unidades de kVA o MVA, se asume un factor de potencia igual a 1.
- B. La cantidad total de energía en una hora que pueden entregar todos los GD y AGPE a la red, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por un sistema fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.

La cantidad de energía que un GD o un AGPE puede entregar a la red en una hora se asume como el valor de la potencia máxima declarada durante el período de una hora.

- C. La cantidad total de energía en una hora que pueden entregar todos los GD y AGPE a la red, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por un sistema fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, no debe superar el 50% del 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 a.m. y 6 p.m.

La cantidad de energía que un GD o un AGPE puede entregar a la red en una hora se asume como el valor de la potencia máxima declarada durante el período de una hora.

En caso de que en el punto de conexión deseado no se cumpla alguno de los parámetros anteriores, se deberá seguir el proceso de conexión descrito en el artículo 17 de esta resolución.

PARÁGRAFO 1. Los AGPE que no entregan excedentes de energía a la red no serán sujetos de la aplicación de los límites de que trata este artículo.

PARÁGRAFO 2. Para el cumplimiento de lo dispuesto en los literales b) y c) del presente artículo se debe utilizar la información real más actualizada posible. En caso de no contar con información, el OR deberá aceptar las conexiones que se le soliciten, y no podrá trasladar ninguna responsabilidad ante contingencias presentadas por este hecho.

1.3.3 Artículo 7. Sistema de 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 6 de la presente resolución.

Cada OR deberá disponer en su página web un enlace denominado: “Usuarios Autogeneradores y Generadores Distribuidos - Resolución CREG 174 de 2021” en la portada principal de la página web del OR, en un lugar visible y de fácil acceso. Este enlace deberá direccionar a un sitio web que deberá contar con un sistema de información georreferenciado de fácil acceso, que permita a un potencial AGPE

o GD observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado, sin generar ningún tipo de cobro para los interesados, y sin que el usuario o interesado requiera de software específico que le genere algún cobro por su utilización o licenciamiento.

En el caso en el que un OR ofrezca servicios de instalación de equipos de generación para ejercer la actividad de autogeneración, debe quedar claro y visible en el sitio web que dicho servicio también puede ser ofrecido por un tercero diferente al OR o agente comercializador.

Para el acceso a dicho sistema en el sitio web y para la consulta de la información (mapa de la red e información de todos los puntos de conexión), el OR solo podrá solicitar al usuario interesado una autenticación que corresponda a un correo electrónico y contraseña. El OR no deberá solicitar información como el número de cliente, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, para acceder a la consulta de la información o acceso al sistema. La consulta de información no implica el inicio del trámite de la solicitud de conexión.

El sistema de información georreferenciado deberá proporcionar una opción para que el usuario realice la búsqueda de una ubicación específica de forma ágil, para lo cual debe contar con una herramienta de búsqueda con base en la identificación de la cuenta, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario. El sistema deberá contener la información de todos los transformadores instalados en la red del OR respectivo.

El sistema de información del OR debe mantener una velocidad de acceso a la información suficiente que garantice una consulta oportuna y completa para los usuarios interesados.

Dicho sistema en el sitio web deberá tener, como mínimo, la siguiente información:

- A. Cartillas de fácil entendimiento, con los principales aspectos regulatorios aplicables a la autogeneración y generación distribuida, el detalle de los procedimientos de conexión para que los potenciales AGPE y GD puedan consultar de manera rápida las condiciones de acceso a la red.
- B. Formato de actualización de información definido por el OR para aquellos AGPE o GD existentes, conforme a lo establecido en el artículo 5 de la presente resolución.

- C. Línea de atención al cliente y correo electrónico de contacto.
- D. Ubicación georreferenciada de los transformadores, de las subestaciones y de las redes de baja tensión, según lo descrito en la Resolución de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.
- E. Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario.
- F. Capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario, expresada en kW. Cuando la capacidad nominal esté en unidades de kVA o MVA, se asume un factor de potencia igual a 1.
- G. Valor de la sumatoria de la potencia máxima declarada de los GD y AGPE instalados en el mismo circuito o transformador, así como la clasificación en colores en función de la capacidad nominal del circuito o transformador respecto de la citada sumatoria, así:
- Color verde, cuando la relación sea inferior o igual al 30%, indicando su respectivo valor en kW.
 - Color amarillo, cuando la relación se encuentre en el rango entre 30% y 40% incluido, indicando sus respectivos valores en kW.
 - Color naranja, cuando la relación se encuentre en el rango entre 40% y 50% incluido, indicando sus respectivos valores en kW.
 - Color rojo cuando la relación sea superior a 50%, indicando su respectivo valor en kW.

De igual forma, se deberá poder observar el valor de capacidad disponible para el AGPE o el GD que realice la búsqueda en el sistema, expresada en kW y con precisión de tres (3) cifras decimales.

- H. Valor de la sumatoria de la cantidad de energía que pueden entregar los AGPE y GD conectados al mismo circuito o transformador, así como la clasificación en colores en función de la cantidad mínima de energía horaria, acorde con lo establecido en los literales b) y c) del artículo 6 de esta resolución, así:
- Color verde, cuando la relación sea inferior o igual al 30% indicando su respectivo valor en kWh.

- Color amarillo, cuando la relación se encuentre en el rango entre 30% y 40% incluido, indicando sus respectivos valores en kWh.
- Color naranja, cuando la relación se encuentre en el rango entre 40% y 50% incluido, indicando sus respectivos valores en kWh.
- Color rojo, cuando la relación sea superior a 50%, indicando su respectivo valor en kWh.

De igual forma, el potencial AGPE o el GD que realice la búsqueda, deberá poder observar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión o búsqueda en el sistema, en kWh, de acuerdo con lo establecido en los literales b) y c) del artículo 6 de esta resolución, y con una precisión de tres (3) cifras decimales.

El sistema de información, incluyendo todas las características descritas en esta resolución, debe estar disponible para el público en un tiempo de noventa (90) días hábiles, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución. El sistema de información debe ser actualizado entre el día uno (1) y el día cinco (5) de cada mes, con la información recibida hasta el último día del mes anterior al de actualización. La fecha de esta actualización debe estar visible en el sitio web del sistema de información.

Durante el tiempo que dure la actualización mensual del sistema de información, de ser necesario, el OR dispondrá la información en formato de hoja de cálculo de uso común en su página web, que permita una búsqueda fácil para consulta de la ciudadanía. El OR debe publicar dicho formato en los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la presente resolución.

Este sistema de información deberá permanecer activo y funcionando aún después de la entrada en funcionamiento de la ventanilla única de que trata el artículo 9 de la presente resolución.

1.3.4 Artículo 8. Sistema de información para el trámite en línea

Cada OR debe disponer de un sistema de información computacional para que un potencial AGPE, AGGE 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.

El sistema de información para el trámite en línea debe contener, al menos, los pasos y procedimientos descritos en la presente resolución para la conexión de un potencial AGPE, AGGE o GD. Así mismo, el sistema para el trámite en línea debe

disponer, para cada solicitud de conexión, un botón que permita visualizar toda la información cargada por el solicitante y cargada por el OR durante el proceso de la solicitud. También, se debe poder visualizar el paso en el que se encuentra el proceso, y las fechas de inicio y finalización de cada uno.

Este sistema de información deberá estar disponible en el sitio web del que trata el artículo 7 de la presente resolución, junto con el sistema de información de disponibilidad de la red georreferenciado, de tal forma que se pueda acceder a este de forma fácil y ágil.

Este sistema de información para el trámite en línea deberá tener las siguientes características:

- A. Este sistema también deberá proporcionar acceso al sistema de información georreferenciada o de disponibilidad de red, acorde con lo establecido en el artículo 7 de la presente resolución, de tal forma que el usuario pueda hacer las verificaciones respectivas para solicitar su punto de conexión en el marco del trámite, sin que el usuario o interesado requiera de software específico que le genere algún cobro por su utilización o licenciamiento.
- B. En el caso en el que un OR o agente comercializador ofrezca servicios de instalación de equipos de generación para ejercer la actividad de autogeneración, en el sistema de información se debe informar que dicho servicio también puede ser ofrecido por un tercero diferente al OR o agente comercializador.
- C. Antes de iniciar el trámite en línea, cualquier persona deberá poder ver, sin ninguna restricción, la siguiente información:
 - Botón de trámite de conexión y estado del trámite.
 - Formato de conexión simplificado.
 - Lineamientos de los estudios de conexión simplificados.
 - Acuerdos vigentes de pruebas y de protecciones, diseñados por el CNO.
 - Contrato de conexión proforma de acuerdo con lo definido en el artículo 16 de esta resolución.

- Botón de peticiones, quejas y reclamos de los solicitantes, donde se pueda evidenciar la solicitud del usuario y la respuesta.
- Cartillas de fácil entendimiento, de que trata el literal a) del artículo 7 de la presente resolución.
- Valor del costo de conexión conforme lo establecido en el anexo 5 de esta resolución.
- Valor a cobrar por realizar el estudio de conexión simplificado, en caso de ofrecer el servicio. En todo caso, se debe aclarar que lo puede prestar un tercero, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos en el estudio de conexión simplificado.
- Línea de atención al cliente y correo electrónico de contacto.

D. Cuando el usuario interesado inicie con el trámite ante el OR, el sistema solicitará la autenticación en el mismo por medio de un usuario y contraseña. Esta autenticación permitirá al usuario tener acceso a la información del estado del trámite y avance de su solicitud.

Una vez entre en funcionamiento la ventanilla única de que trata el artículo 9 de la presente Resolución, los literales b) al j) del numeral 3 anterior, deberán ser visualizados en el sitio web de que trata el artículo 7 de la presente Resolución. El acceso a lo anterior también deberá estar disponible en la ventanilla única.

Este sistema de información, con sus respectivos ajustes, debe estar disponible para el público en un tiempo de sesenta (60) días hábiles contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

PARÁGRAFO. Una vez el AGPE, AGGE o el GD haya finalizado el procedimiento de conexión a través del sistema trámite en línea, el sistema de trámite en línea debe permitir que se almacene información de seguimiento de la operación, como por ejemplo de desconexión, reconexión o retiro del sistema por voluntad propia, o demás información que la CREG determine mediante circular.

1.3.5 Artículo 9. Ventanilla única.

Los potenciales AGPE, AGGE y los GD deben gestionar su solicitud de conexión a través de la ventanilla única que implementará y gestionará la UPME, a partir del momento en que la misma esté disponible, conforme a lo establecido en la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40311 de 2020, y en la Resolución CREG 075 de 2021 o aquellas que las modifiquen o sustituyan.

Para el caso de los interesados a los que les aplica lo establecido en la presente resolución, la ventanilla tiene como objetivo ser una plataforma para que el interesado gestione su trámite de conexión ante el OR, de tal forma que sea posible facilitar el intercambio de información con los agentes y hacer transparentes y más eficientes los pasos y los tiempos del trámite de solicitud de conexión. Además, la ventanilla tiene por objetivo brindar información y acceso a las entidades de regulación, planeación, vigilancia y control del sector. En esa medida, en la ventanilla reposará toda la información que permitirá observar y analizar la evolución de la integración de la autogeneración y GD en el país. Por tanto, la ventanilla deberá recopilar, como mínimo, la información solicitada mediante el formato de reporte de que trata el artículo 28 de la presente resolución.

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

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

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

PARÁGRAFO 1. El OR deberá gestionar con la UPME la migración de la información histórica de los proyectos que se han tramitado por medio del sistema para el trámite en línea a la ventanilla única, de tal forma que en la ventanilla repose la información de la totalidad de solicitudes de conexión que se hayan llevado a cabo por parte de los AGPE, AGGE y GD.

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

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

1.3.6 Artículo 10. Transición del sistema para el trámite en línea y de los procedimientos de conexión.

Una vez la ventanilla única esté disponible, las nuevas solicitudes de conexión se deberán tramitar a través de esta. El sistema para el trámite en línea deberá continuar funcionando conforme a lo establecido en el artículo 8 de la presente resolución hasta tanto se complete el trámite de las solicitudes de conexión que se iniciaron a través del mismo antes de la entrada en funcionamiento de la ventanilla.

Las solicitudes que estén en curso actualmente mediante el procedimiento de conexión establecido en la Resolución CREG 030 de 2018, continuarán con dicho procedimiento de conexión hasta su finalización.

Los procedimientos de conexión de la presente resolución se aplicarán a partir del momento en que el OR los haya implementado en el sistema para el trámite en línea actualizado conforme al plazo mencionado en el artículo 8 de esta resolución.

PARÁGRAFO. Una vez entre en funcionamiento la ventanilla única y culmine el período de transición de que trata el presente artículo, el micrositio o sitio web del sistema de trámite en línea deberá ser retirado del sitio web del OR. A cambio, para aquellos usuarios interesados en el trámite de conexión y que accedan a la página web del OR, deberán ser redireccionados a la ventanilla única.

1.3.7 Artículo 12. Requisitos para la conexión y operación.

Los requisitos para la conexión y operación serán los siguientes:

- A. Para que los AGPE, AGGE o los GD realicen la solicitud de conexión, se deberá diligenciar un formato de conexión simplificado que será diseñado por el CNO y publicado mediante Circular CREG. Cuando este formato deba ser actualizado, el CNO deberá enviar a la Comisión la propuesta de actualización, con el documento que soporte la propuesta, para su análisis y publicación.

- B. Para que los AGPE y los GD con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW realicen la solicitud de conexión, o los AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW, se deberá realizar un estudio de conexión simplificado.

El estudio de conexión simplificado no aplica para: I.) los AGPE o AGGE sin entrega de excedentes, II.) los AGPE con entrega de excedentes de capacidad instalada menor o igual a 100 kW, III.) los GD con capacidad instalada menor o igual a 100 kW.

El contenido del estudio de conexión simplificado será diseñado por el CNO y publicado mediante Circular CREG. En el diseño del estudio se deben incluir las causales de rechazo debidamente enumeradas. Cuando este documento de estudio de conexión simplificado deba ser actualizado, el CNO deberá enviar a la Comisión la propuesta de actualización, junto con el documento que soporte la propuesta, para una nueva publicación.

Las pruebas y verificaciones en sitio en la etapa de entrada en operación se definirán conforme a la capacidad nominal o instalada, la potencia máxima declarada, y los acuerdos de pruebas y protecciones del CNO, así:

- I. Para los AGPE o los GD con capacidades nominales o instaladas menores a 10 kW:

El OR sólo realizará: 1) inspección visual o de verificación de los parámetros declarados, 2) inspección visual o de verificación de la configuración del sistema de inversores (si los tiene), y 3) inspección visual o de verificación del esquema de protecciones.

- II. Para los AGPE o los GD con capacidades nominales o instaladas iguales o superiores a 10 kW y menores o iguales a 100 kW:

El OR realizará una inspección visual o de verificación de los parámetros declarados, y la inspección visual o de verificación de la configuración del sistema de inversores (si los tiene).

Para el esquema de protecciones y para la verificación del tiempo de reconexión, se realizarán las pruebas definidas en el Acuerdo CNO.

- III. Para los AGPE o los GD con capacidades nominales o instaladas mayores a 100 kW e inferiores o iguales a 1 MW, y para los AGGE con potencia máxima declarada inferior a 5 MW o AGGE sin entrega de excedentes:

Deben cumplir con todas las pruebas que sean establecidas en el Acuerdo CNO.

- C. En todo caso, los AGPE, AGGE o los GD deberán cumplir con el Acuerdo de Protecciones. El cumplimiento del Acuerdo se verifica en un primer momento, para la aprobación de la conexión, con la documentación entregada en el procedimiento de conexión; luego, a partir de las inspecciones visuales en sitio al momento de energización y/o las pruebas a realizar en caso de que apliquen conforme el literal b anterior.
- D. Los AGGE y los GD deben declarar su programa de generación de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995 o aquella que la modifique o sustituya. El AGPE no es sujeto de dicha declaración.

En el caso del GD, este deberá informar al CND la fecha de entrada en operación y su capacidad máxima declarada, mediante los medios que actualmente disponga el CND para tal fin.

- E. Los AGGE y los GD podrán contar con supervisión desde el centro de control del OR en los términos de la regulación vigente. El AGPE no será sujeto de supervisión.

1.3.8 Artículo 13. Orden de asignación para las solicitudes de conexión

Los OR deben garantizar que el orden en que se llenan las redes producto de la asignación de capacidad de acuerdo con la aplicación de los procedimientos del anexo 5 de la presente resolución, es en el de llegada o registro de los proyectos.

1.3.9 Artículo 14. Procedimientos de conexión simplificados

Los procedimientos de conexión se presentan en el anexo 5 de la presente resolución, sujetos a los requisitos de documentación que se establecen a continuación:

Condición (1)	Tipo	Capacidad Instalada o nominal	Documentación tipo (SI: es necesario, NO: no es necesario)						
			A	B	C	D	E	F (3)	G
Entregan energía a la red	AGPE	≤ 100 kW	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	GD	≤ 100 kW	NO	SI	SI	NO	SI	SI	SI
No entregan energía a la red	AGPE	> 100 kW	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI
	GD	> 100 kW	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI
AGGE		< 5 MW (2)	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI
	AGPE	≤ 1 MW	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI
AGGE		Cualquier capacidad	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI

Figura 9: Requisitos de documentación.

Fuente [1].

Tipo	Descripción del documento tipo
A	Estudio de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la presente Resolución.
B	Formulario de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la presente Resolución.
C	Certificado de capacitación o experiencia en la instalación tipo. La empresa encargada de la instalación, o el instalador, deben certificar al menos 1 año de experiencia específica acorde con el tipo de tecnología a instalar, o adjuntar un certificado de capacitación del personal en la instalación tipo que se llevará a cabo. Mientras el Ministerio de Minas y Energía regla lo anterior, la certificación deberá ser clara sobre la experiencia a acreditar y el tiempo requerido, o el certificado de capacitación. Transitoriamente se entiende que son certificaciones de capacitación que pueden ser expedidas por una institución educativa acreditada o que son de índole de educación no formal ofrecida por alguna empresa o que son certificaciones de experiencia certificada por alguna empresa donde se demuestre la experiencia en las instalaciones tipo que se lleven a cabo. La certificación debe contener la información suficiente para que los aspectos anteriormente mencionados puedan ser verificados en caso de aclaraciones.
D	Manual del (de los) dispositivo(s) que controla(n) la no inyección a red o la inyección a red en algún nivel fijo de potencia o energía. Si el inversor cuenta con dicha función, se debe entregar el manual del inversor. Si se tiene entrega de energía a la red y no se tiene un control de inyección en algún nivel fijo de potencia o energía, el documento no es necesario. Si no se tiene entrega de energía a la red, el documento si es necesario. Para un GD no aplica, pues la potencia máxima declarada corresponde a la capacidad efectiva neta.
E	Archivo de la consulta de la disponibilidad de red en el punto de conexión en la página web del OR, esto para los casos de AGPE que inyectan energía a la red y los GD y que se conectan a nivel de tensión 1. El sistema de información de disponibilidad de red debe generar el archivo con el resultado de la búsqueda en formato PDF, JPG u otros, para que el usuario lo pueda descargar.
F	Documento donde se demuestre el cumplimiento de normas para inversores, definidas en el formulario de conexión simplificado. La demostración del cumplimiento de las normas técnicas debe ser mediante certificado de producto emitido por un organismo de certificación acreditado, que haga parte de acuerdos de reconocimiento internacional. En todo caso, si el RETIE ya establece la demostración anterior, se realizará conforme este o su actualización lo determine.
G	Otra documentación: i) los diagramas unifilares (usar una norma nacional o internacional), ii) documento con la identificación esquemática de la conexión del sistema de puesta a tierra con su conductor correspondiente y que contenga el esquema de protecciones con sus características, iii) documento con las distancias de seguridad respecto a las redes existentes y el cuadro de cargas de la demanda total. Se deberá aplicar lo que el RETIE especifique para la documentación anterior.

Figura 10: Descripción documentación. Fuente [1].

Respecto de los requisitos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) se deberán entregar y cumplir conforme a lo que en él se establezca.

En el sistema de trámite en línea deberá existir un campo único donde se cargue toda la documentación que exija el RETIE.

En cualquier caso, en los procedimientos de conexión, la información que dispongan las reglas del RETIE deberá estar cargada en el momento que el solicitante la tenga lista, sin superar el momento en que se realiza la solicitud de entrada en operación en el sistema de trámite en línea.

1.3.10 Artículo 15. Reglas de vigencia de aprobación de la conexión

La vigencia de la aprobación de la conexión tiene las siguientes reglas:

1. La fecha de notificación de la aprobación de la conexión conforme los procedimientos del anexo 5 de la presente resolución será considerada como la fecha de inicio de la vigencia de la aprobación.
2. Aunque el solicitante haya diligenciado una fecha de entrada en operación en el formulario de conexión simplificado, se entiende que esta es tentativa. No obstante, la fecha diligenciada, la solicitud de entrada en operación o la entrada en operación, en ningún caso puede superar el período de vigencia de la aprobación o la vigencia de aprobación prorrogada.
3. Si es un AGPE o un GD, la vigencia de la aprobación es de seis (6) meses. En todo caso, el AGPE o GD podrá solicitar, sin costo, un plazo adicional de tres (3) meses de vigencia para realizar la conexión, contados a partir de la finalización de la vigencia de seis (6) meses inicialmente aprobada. Esto se deberá solicitar en el sistema de trámite en línea al menos un (1) mes antes de la finalización de la vigencia de seis (6) meses inicialmente aprobada, y se entenderá aprobada una vez cargada en el sistema.
4. Si es un AGGE, la vigencia de la aprobación será así:
 - I. Para tecnología de generación hidráulica, la vigencia de la aprobación es de veinticuatro (24) meses.
 - II. Para otras tecnologías diferentes a la del literal I anterior, la vigencia de la aprobación es de doce (12) meses.
 - III. Los tiempos de los literales I y II anteriores podrán ser prorrogables en los términos del numeral 7 de este artículo.
5. Si el AGPE, el AGGE o el GD desiste ante el OR de la ejecución de su proyecto de conexión, o el proyecto no entra en operación en la vigencia de conexión aprobada o prorrogada con por lo menos el 90% de la capacidad asignada, el OR liberará la capacidad de transporte no empleada.
6. Transcurrido el período de vigencia aprobado o prorrogado sin que el AGPE, el AGGE o el GD se haya conectado, se deberá iniciar un nuevo trámite y el OR liberará la capacidad asignada.

7. Para aquellos AGGE con potencia máxima declarada mayor a 1 MW y menor a 5 MW, la vigencia de la aprobación solo podrá prorrogarse una única vez y por las siguientes razones:
 - I. Cuando por razones de orden público, acreditadas por una autoridad competente, el desarrollo del proyecto presente atrasos en su programa.
 - II. Por atrasos en la obtención de permisos, licencias o trámites, por causas ajenas a la debida diligencia del AGGE interesado.
 - III. Cuando las obras de expansión del SIN presenten atrasos que no permitan la entrada en operación del proyecto.

Para lo anterior:

- A. La vigencia de la aprobación se prorrogará en el mismo plazo y reglas establecidas en el numeral 4 de este artículo. Para este fin, se deberá actualizar la fecha de entrada en operación, que igualmente será tentativa.
- B. En el sistema de trámite en línea debe quedar registrada la solicitud de prórroga de la vigencia de aprobación de capacidad y se debe visualizar la capacidad de transporte asignada, la cual corresponde a la potencia máxima declarada y aprobada durante el procedimiento de conexión.

El sistema de trámite en línea debe dar aviso de forma automática e inmediata del recibo de la solicitud de prórroga al OR, y debe enviar copia al ASIC de la solicitud, mediante correo electrónico, informando el valor de la capacidad de transporte asignada y la nueva fecha máxima de la vigencia de la aprobación. En todo caso, el ASIC deberá tener acceso a dicha información en el sistema de trámite en línea y a la información de que trata el anexo 3 de esta resolución.
- C. Con el propósito de garantizar la utilización de la capacidad de transporte asignada, el AGGE interesado debe suscribir una garantía que cumpla con las condiciones establecidas en el anexo 3 de la presente Resolución y entregarla al ASIC. La entrega de la garantía deberá ser en físico, mientras el ASIC diseña un sistema de garantías que no requiera que sea entregada por ese medio. El AGGE debe prever que la garantía debe quedar aprobada por el ASIC antes de la finalización de la vigencia de la aprobación de la conexión obtenida durante el procedimiento de conexión.

El valor de la cobertura de la garantía para reserva de capacidad se calcula en pesos colombianos, multiplicando diez (10) dólares de los Estados Unidos de América por el número de kW de la capacidad de transporte asignada y establecida durante el procedimiento de conexión, y por la tasa de cambio representativa del mercado (TRM) vigente el lunes de la semana anterior a la fecha de emisión de la garantía.

La garantía se ejecuta si el AGGE no entra en operación en la fecha final de la vigencia de conexión prorrogada con por lo menos el 90% de la capacidad asignada. El OR tiene la obligación de informar al ASIC de dicha situación el día hábil siguiente al vencimiento de la vigencia de la aprobación prorrogada. Lo anterior se informa mediante email y se registra en el sistema de trámite en línea. El AGGE debe recibir copia de dicha notificación.

El proceso de ejecución de la garantía se inicia a partir de que el OR informa al ASIC que el AGGE no entró en operación en la fecha de la vigencia aprobada y prorrogada con por lo menos el 90% de la capacidad asignada.

- D. El ASIC tendrá una cuenta particular para el manejo de los recursos provenientes de la ejecución de las garantías otorgadas en cumplimiento de lo previsto en este numeral.

Estos recursos, junto con los rendimientos que generen, una vez descontados los costos financieros e impuestos, se utilizarán para que el LAC disminuya el valor del ingreso utilizado para calcular los cargos por uso de distribución asociados al mercado de comercialización donde se iba a conectar el AGGE. La disminución de este valor del ingreso se realizará en el nivel de tensión en donde se iba a conectar el AGGE. Si los recursos generados por la ejecución de las garantías para reserva de capacidad superan el 30% del ingreso mensual del mercado de comercialización donde se iba a conectar el AGGE, solo se aplicará la cantidad equivalente a este porcentaje, y el saldo se usará en los siguientes meses, considerando el tope del 30% en cada caso.

El LAC deberá prever que en todo momento haya recursos suficientes para cubrir los costos en que se incurra por el manejo de la cuenta donde se depositan los recursos de las garantías ejecutadas.

- E. La solicitud de prórroga de vigencia de la aprobación debe quedar consignada en el sistema de trámite en línea. El AGGE deberá realizar este paso antes de enviar al ASIC la garantía para aprobación.

- F. Cuando el ASIC apruebe la garantía, debe informarlo al OR con copia al AGGE, a través del sistema de trámite en línea y correo electrónico.

Se entiende que la aprobación de la nueva vigencia de conexión fue exitosa una vez se reciba el concepto del ASIC. No se necesita nueva interacción con el OR.

El sistema de trámite en línea debe tener la posibilidad de cargar la copia de la garantía y el concepto sobre la misma; lo cual es realizado por el ASIC en el mismo momento en que envía el concepto sobre la garantía.

- G. Mientras el ASIC no tenga acceso al sistema de trámite en línea o a la ventanilla única, el OR será el encargado de cargar la información que corresponde al ASIC en dicho sistema.

En el caso de que la garantía no se apruebe, el ASIC, en su concepto, debe informar qué requisitos se deben cumplir. El AGGE, si así lo considera, enviará de nuevo al ASIC la garantía para aprobación del mismo, y se procederá como se mencionó en los literales anteriores de este numeral.

De igual forma este paso debe quedar registrado en el sistema de trámite en línea.

1.3.11 Artículo 16. Contrato de conexión

Los contratos de conexión entre el AGPE, el AGGE o el GD y el OR serán necesarios sólo en los siguientes casos:

- A. En caso de que por solicitud del AGPE, del AGGE o del GD, los activos de conexión los suministre o instale el OR. El costo de estos activos se establecerá de mutuo acuerdo entre las partes.
- B. En caso de que se tenga que aumentar la capacidad de la red por aplicación del artículo 17 de esta resolución.

El plazo para la firma del contrato entre las partes es de quince (15) días hábiles, contados a partir de la fecha de inicio de vigencia de aprobación de la conexión conforme el artículo 15 de la presente resolución.

1.3.12 Artículo 19. Sistema de medición para los AGPE y los GD

Los requisitos de medición que deberán cumplir los AGPE y los GD son los siguientes:

- A. El AGPE que no entrega excedentes no tiene la obligación de modificar sus condiciones de medición existentes hasta tanto el usuario sea incluido en el plan de despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada.

- B. El 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.

 - III. El reporte de las lecturas de la frontera comercial al ASIC cuando se vende la energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta.

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.

Para los AGPE que vendan su energía al comercializador integrado con el OR o para aquellas fronteras sin obligación de registro en el ASIC, el comercializador que adquiere los excedentes, o el comercializador que representa la frontera, tienen la obligación de reportar al ASIC los excedentes totales de energía de los AGPE, dentro de las 48 horas del mes siguiente al de la entrega de energía, en el formato que el ASIC establezca para tal fin.

Los usuarios no regulados AGPE deberán reportar las medidas horarias de excedentes al ASIC en las mismas condiciones en que se reporta actualmente la medida de su consumo. El representante de la frontera de entrega de excedentes de los usuarios no regulados AGPE existentes

dispondrá de un plazo de dos (2) meses contados a partir de la expedición de la presente resolución para realizar el reporte al ASIC.

En los casos en que no sea obligatorio el reporte horario telemedido de las lecturas de la frontera comercial al ASIC, de igual forma no puede ser exigible telemedición entre el AGPE y el comercializador. En todo caso, el usuario podrá, si así lo considera, acordar con el comercializador la interrogación remota de su medidor. Las condiciones en que se realiza la interrogación remota, y los respectivos costos, corresponden a un acuerdo entre las partes. Esta última disposición aplicará hasta tanto el medidor del usuario sea reemplazado de acuerdo con el plan de despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada.

- C. Los GD deben cumplir con todos los requisitos establecidos para las fronteras de generación en el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.

1.3.13 Artículo 23. Alternativas de entrega de los excedentes de agpe

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

1. Si es un AGPE que no utiliza FNCER,
 - A. A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.
 - B. Al comercializador que atiende el consumo del usuario, quien podrá estar o no estar integrado con el OR. En este caso: i) el comercializador está obligado a recibir los excedentes ofrecidos, ii) el precio de venta es el precio horario en la bolsa de energía, y iii) la energía es destinada a la atención exclusiva de usuarios regulados.
2. Si es un AGPE que utiliza FNCER,
 - A. A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.

- B. Al comercializador que atiende el consumo del usuario, quien podrá estar o no estar integrado con el OR. En este caso: i) el comercializador está obligado a recibir los excedentes ofrecidos, ii) el crédito de energía y la valoración horaria de la energía que exceda el crédito se define en el artículo 25 de esta resolución, y iii) la energía es destinada a la atención exclusiva de usuarios regulados.

2 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), "Resolución 174 de 2021", 2021.
- [2] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), "Resolución 015 de 2018", 2018.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), "Resolución 36 de 2019", 2019.
- [4] Congreso de Colombia, "Ley 1715 de 2014. Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional", Bogotá, Colombia: Congreso de la República de Colombia, 13 de mayo de 2014.