

PROCEDIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL), BASADO EN LA NORMATIVIDAD
VIGENTE EN COLOMBIA

HECTOR MANUEL GARCÍA GUERRERO
SANDRA MILENA LÓPEZ ARENALES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
BUCARAMANGA
2022

PROCEDIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL), BASADO EN LA NORMATIVIDAD
VIGENTE EN COLOMBIA

HECTOR MANUEL GARCÍA GUERRERO
SANDRA MILENA LÓPEZ ARENALES

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Especialista en
Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica.

Director:
Gabriel Ordóñez Plata
Doctor Ingeniero Industrial

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.
BUCARAMANGA

2022

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la capacidad y oportunidad de continuar mi crecimiento personal y profesional. A mis hijos, mi esposa que son el motor, fuerza y motivación, a mis papas por la confianza y apoyo incondicional, los docentes por la disposición en su enseñanza.

Héctor Manuel García Guerrero

Doy gracias a Dios, y a la virgencita María por regalarme la oportunidad de lograr otro de mis objetivos, a mis padres, por ese apoyo incondicional, a mi hija, a mi esposo, a mis profesores, a mi compañero de monografía, porque todos colocaron un granito de arena para la culminación de este nuevo peldaño en mi vida profesional.

Sandra Milena López Arenales

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	13
2. OBJETIVOS	15
2.1 OBJETIVO GENERAL	15
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS	15
3. MARCO REFERENCIAL	16
3.1 ANTECEDENTES	16
3.2 ACUERDOS INTERNACIONALES	18
3.2.1 I Conferencia internacional sobre el clima CMC-1 (1979)	18
3.2.2 Conferencia de Villach (1985)	19
3.2.3 Conferencia de Toronto (1988)	19
3.2.4 II Conferencia Internacional sobre el clima CMC-2 (1990)	19
3.2.5 Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (1992)	20
3.2.6 Conferencia de las partes Berlín (1995)	20
3.2.7 Protocolo de Kioto (1997)	20
3.2.8 Acuerdo de París COP21 (2015)	21
3.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN COLOMBIA	21
3.4 MARCO REGULATORIO	29
3.4.1 Ley 1715 de 2014	30
3.4.2 UPME Resolución 281 de 2015	31

3.4.3 Decreto 2143 de 2015.....	32
3.4.4 UPME Resolución 45 de 2016	33
3.4.5 UPME Resolución 143 de 2016	33
3.4.6 Decreto 348 de 2017	33
3.4.7 CREG 030 de 2018	33
3.4.8 Ley 1955 de 2019.....	34
3.4.9 Decreto 2106 de 2019	35
3.4.10 CREG 199 de 2019	35
3.4.11 Resolución No. 131 de 2020	35
3.4.12 UPME Resolución 203 de 2020	36
3.4.13 LEY 2099 de 2021.....	36
3.4.14 Resolución 174 de 2021	37
3.4.15 Resolución 101 001 de 2022.....	39
4. METODOLOGÍA PARA LA CONEXIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	42
4.1 CONDICIONES PARA LA INTEGRACIÓN	42
4.1.1 Integración de los sistemas de GD y AGPE al SIN	42
4.1.2 Estándares técnicos de disponibilidad en nivel de tensión 1	43
4.1.3 Información de disponibilidad de red.....	43
4.2 CONDICIÓN PARA CONECTARSE COMO SISTEMA AGPE O GD.....	44
4.2.1 Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del sistema AGPE con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y del sistema de GD	45

4.2.2 Procedimiento simplificado para la conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1MW, y autogeneradores a gran escala hasta 5 MW.....	48
4.3 CONDICIONES Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA LOS SISTEMAS AGPE y GD.....	50
4.4 INSCRIPCIÓN DEL PROYECTO ANTE LA UPME.....	52
4.4.1 Primera fase.....	54
4.4.2 Segunda Fase.....	54
4.4.3 Tercera Fase.....	55
4.5 PROCEDIMIENTO PARA LA SOLICITUD DE CERTIFICACIÓN ANTE LA UPME .	56
4.5.1 Presentación de la propuesta del proyecto.....	56
4.5.2 Revisión de la completitud de la solicitud.....	58
4.5.3 Evaluación de la propuesta de proyecto.....	58
4.5.4 Resultado de la evaluación.....	59
4.6 REGISTRO EN LA VENTANILLA UNICA DE COMERCIO EXTERIOR (VUCE)	59
5. CONCLUSIONES.....	60
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	63
ANEXOS.....	70

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Capacidad efectiva de Generación por tipo de combustible en MW	23
Tabla 2. Cantidad de proyectos de generación de energía eléctrica vigentes ante la UPME	26
Tabla 3. Cantidad de proyectos de generación de energía eléctrica vigentes ante la UPME, según avance del proyecto	27
Tabla 4. Capacidad de proyectos de generación de energía eléctrica vigentes por tipo (MW).....	27
Tabla 5. Capacidad de proyectos vigentes por departamento en energía solar fotovoltaica	28
Tabla 6. Capacidad efectiva por tipo de generación (MW), Fecha de corte marzo 06 de 2022	29
Tabla 7. Fases de registro de proyectos de generación de energía eléctrica en la UPME	53

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.Capacidad efectiva de generación de energía eléctrica por radiación solar [2014-2020]	24
Figura 2.Capacidad efectiva de generación de energía eléctrica por tipo de combustible para el año 2020	25
Figura 3. Etapas para lograr los incentivos tributarios de la LEY 1715 de 2014	52

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. GUÍA PARA LA CONEXIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	71
ANEXO B. LISTA DE CHEQUEO PARA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL).....	76
ANEXO C. FORMATO 1, SOLICITUD PARA INCENTIVOS EN PROYECTOS DE FNCE.	82
ANEXO D. FORMATO 2, GENERALIDADES DEL PROYECTO FNCE.	83
ANEXO E. FORMATO 3. ESPECIFICACIONES DE ELEMENTOS, EQUIPOS Y/O MAQUINARIA.....	84
ANEXO F. CREG 038 DE 2014 – ARTÍCULO 13: MEDIDORES DE RESPALDO.	85
ANEXO G. CREG 038 DE 2014 - ARTÍCULO 13: VERIFICACIÓN INICIAL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.....	86

RESUMEN

TÍTULO: PROCEDIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL), BASADO EN LA NORMATIVIDAD VIGENTE EN COLOMBIA*

AUTORES: HECTOR MANUEL GARCÍA GUERRERO
SANDRA MILENA LÓPEZ ARENALES **

PALABRAS CLAVE: SISTEMA FOTOVOLTAICO, GENERACIÓN DISTRIBUIDA, AUTOGENERACIÓN, FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA, CREG, UPME.

DESCRIPCIÓN: En la presente monografía se describe el procedimiento para la implementación de un sistema fotovoltaico en el sistema de distribución local (SDL), utilizando normatividad vigente al presente año, como la CREG 030 de 2018 – 199 de 2019, la Ley 1715 de 2014 – 1955 de 2019 – 2099 de 2021, resolución UPME 45 de 2016 – 143 de 2016 – 203 de 2020 – 281 de 2015, y decretos 348 de 2017 – 2106 de 2019 – 2143 de 2015, de igual forma se incluye el procedimiento para suscribir el proyecto ante la UPME y la información para adquirir los beneficios tributarios (incentivos), también se integran los procedimientos a seguir de algunos operadores de red y se establecen los requisitos para que el potencial Generador Distribuido (GD) o Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) pueda conectarse a la red.

La recopilación de información sobre normatividad y requisitos de algunos operadores de red, actualizada al presente año, permite a la comunidad interesada tener los requerimientos estándar para implementar un sistema fotovoltaico.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gabriel Ordóñez Plata, Doctor Ingeniero Industrial.

ABSTRACT

TITLE: PROCEDURE FOR THE IMPLEMENTATION OF A PHOTOVOLTAIC SYSTEM IN THE LOCAL DISTRIBUTION SYSTEM (LDS), BASED ON THE COLOMBIAN REGULATORY FRAMEWORK*.

AUTHOR: HECTOR MANUEL GARCÍA GUERRERO
SANDRA MILENA LÓPEZ ARENALES **

KEY WORDS: PHOTOVOLTAIC SYSTEM, DISTRIBUTED GENERATION, SELF-GENERATION, NON-CONVENTIONAL ENERGY SOURCES, CREG, UPME.

DESCRIPTION: This monograph describes the procedure for the implementation of a photovoltaic system in the local distribution system (LDS), according to the Colombian legal framework, such as CREG 030 of 2018 - 199 of 2019, law 1715 of 2014 - 1955 of 2019 - 2099 of 2021, UPME resolution 45 of 2016 - 143 of 2016 - 203 of 2020 - 281 of 2015, and decrees 348 of 2017 - 2106 of 2019 - 2143 of 2015. The procedure to subscribe the project for approval of UPME and the information of tax benefits are described. Furthermore, the procedures for grid operators and the requirements for connection to the grid of potential Distributed Generators (DG) and Small-Scale Self-Generators (SSSG) are presented.

This compilation of updated information on regulations and requirements, allows the interested community to have standard requirements to implement a photovoltaic system.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gabriel Ordóñez Plata, Doctor Ingeniero Industrial.

INTRODUCCIÓN

A finales del siglo XV, con la llegada de la revolución industrial, el impacto de la actividad humana cambió el rumbo natural del medio ambiente y en aquel momento el ser humano no era consciente de las consecuencias que esto conllevaría.

Por otra parte, el constante avance industrial y la producción en masa de productos para el confort del diario vivir, ha generado una contaminación casi irreparable y disparó exponencialmente agentes nocivos para el medio ambiente como los gases de efecto invernadero, principalmente el Dióxido de carbono (CO₂), Metano (CH₄), Óxido nitroso (N₂O), Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y el Hexafluoruro de azufre (SF₆), sin sumar la tala indiscriminada de árboles para la producción de madera, y los bosques deforestados para la ganadería y agricultura.

Con la problemática anterior se han creado organismos interdisciplinarios de todo el mundo para estudiar tal efecto, y a su vez se han ejecutado tratados internacionales como el de Kioto, que establecen políticas para generar consciencia y estipular metas claras a cada uno de los países integrantes, como por ejemplo la reducción de emisión de gases de efecto invernadero.

Colombia, por su parte, a través de políticas públicas ha desarrollado mecanismos para la libre inversión en tecnologías de energía renovables, que contribuyan al crecimiento energético. Es así como en el Ministerio de Minas y Energía estudia y aprueba leyes que refuercen los incentivos para que cada vez más personas naturales y jurídicas se integren a la nueva era de las energías renovables.

Una vez definidas las políticas nacionales, los Operadores de Red (OR) se encargan de evaluar e incorporar los GD o AGPE al sistema de distribución local, definiendo unos requisitos generales y técnicos puntuales.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El aumento de la demanda de energía eléctrica y el impacto al deterioro ecológico, ha generado acuerdos a nivel mundial como el protocolo de Kioto, donde países como Colombia debían garantizar el desarrollo de mecanismos e incentivos para reducir en un 5% las emisiones de gases efecto invernadero entre los años 2008-2012, el cual fue extendido hasta el año 2015. Posteriormente con los acuerdos del COP21, efectuado en París en diciembre de 2015, Colombia se comprometió en reducir las emisiones de gases por efecto invernadero en un 30% para el año 2030¹.

Teniendo en cuenta este nuevo objetivo, el gobierno ha establecido y reestructurado leyes para incentivar, regular y promover la utilización de las fuentes de energía renovable, y así disminuir la utilización de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón y el gas natural.

Actualmente Colombia cuenta con la Ley 1715 expedida en el año 2014, donde se promueve e incentiva el desarrollo de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovables. Esta ley le otorga a la CREG la facultad de regular los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de la energía eléctrica para estas fuentes de generación, creando la posibilidad que el usuario final genere la energía eléctrica requerida para su propio consumo, y pueda vender sus excedentes al operador de red².

¹ CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. El Acuerdo de París. [En Línea]. Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 12 de diciembre de 2015. [Consultado 10 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>

² COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. CREG 030. (26, febrero, 2018). Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. En: Diario Oficial. Febrero, 2018. p. 1-27.

A partir de los incentivos establecidos en la regulación colombiana, muchas empresas del sector eléctrico han promovido el desarrollo de proyectos con fuentes de generación distribuida, como lo son los sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, al momento de emprender estos proyectos, la falta de experiencia y la gran variedad de información, genera retraso, reproceso y costos adicionales. Debido a esto, se busca facilitar la participación y el desarrollo de estas fuentes, creando un procedimiento destinado al usuario final, donde contemple la normatividad a tener en cuenta y el paso a paso a seguir para la conexión y remuneración de los sistemas de generación de energía eléctrica fotovoltaicos al sistema de distribución local, logrando así minimizar los tiempos de conexión e incentivar al sector eléctrico a la incorporación de estas fuentes no convencionales.

2. OBJETIVOS

A continuación, se enuncian los objetivos generales y específicos del procedimiento requerido para la implementación de un sistema fotovoltaico en el sistema de distribución local.

2.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una guía que contemple un procedimiento de la normatividad vigente colombiana para la implementación y legalización de un sistema fotovoltaico a pequeña escala en el sistema de distribución local (SDL).

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Identificar y recopilar la información relacionada con la regulación vigente para la implementación de los sistemas fotovoltaicos en un sistema de distribución local (SDL).
- Revisar y ordenar en pasos secuenciales los requerimientos establecidos para la conexión de los sistemas fotovoltaicos al Sistema de Distribución Local (SDL).
- Realizar una guía con el procedimiento general que debe seguir un usuario para la instalación de sistemas fotovoltaicos al sistema de distribución local.

3. MARCO REFERENCIAL

En el transcurso de la historia el ser humano mediante la capacidad de aprendizaje ha modificado sus costumbres, inicialmente como individuo y luego como sociedad mediante leyes y normas, que han permitido el desarrollo tecnológico con el cual ha facilitado muchos procesos. Sin embargo, el mismo tiempo ha demostrado que el ser humano bajo sus acciones, sin considerar la importancia de las demás especies vivas, ha interferido en los ciclos naturales, llegando casi un punto de no retorno por la extinción de varias especies, lo cual ha afectado el equilibrio del planeta tierra, causando un cambio climático que de continuar puede llevar a la extinción de la especie humana.

Se han hecho investigaciones del impacto ambiental generado, y es por esto que los países han tomado acciones para intentar desacelerarlo mediante acuerdos, conferencias, tratados, decretos, leyes entre otros.

3.1 ANTECEDENTES

A finales del siglo XVII, Gran Bretaña comienza a experimentar un cambio socio-económico; aumentando el éxodo de las personas del sector rural al urbano, modificando su demografía por tres razones: la alta tasa de natalidad, la esperanza de vida más alta y la baja mortalidad, lo anterior como consecuencia de la industrialización de los procesos, la cual cambió la metodología artesanal de hacer el trabajo.

La invención y uso de máquinas a vapor (usaban el carbón como recurso energético) permitió que la sociedad iniciara una transición económica del autoconsumo a una comercialización de los productos obtenidos, posterior a esto se le sumó Europa, a esta etapa se le llamo la revolución industrial³.

³ ESCUDERO, Antonio. La revolución industrial una nueva era. Madrid: Grupo Anaya. 2009. ISBN: 978-84-667-8675-1.

A finales del siglo XIX, por su bajo costo se estimuló el uso del queroseno (subproducto del petróleo) el cual se utilizaba para encender lámparas.

Sin embargo, los avances tecnológicos no se detuvieron y a comienzos del siglo XX el petróleo y sus derivados toman gran importancia como recurso energético y fuente prima de materiales plásticos y productos químicos⁴.

En 1886 el científico y profesor Svante Arrhenius, fue la primera persona en manifestar que las concentraciones de CO₂ afectaban el clima, es decir, que la actividad humana influenciaba el cambio climático.

Continuas investigaciones del científico George Callendar llevaron a demostrar en 1938 el incremento de CO₂ en la atmosfera y solo hasta 1958, mediante mediciones más precisas el científico Charles Keeling demostró de manera inequívoca dicho resultado⁵.

En 1973 llega la guerra YOM KIPPUR (guerra árabe – israelí), donde los países miembros de la OPEP anuncian el embargo de suministro a los países aliados de Israel (principalmente USA, Portugal y Países Bajos) y además incrementan el costo del barril de petróleo de \$2,5 a \$11 dólares, representando así un incremento del 440%⁶. Esto hace que países como Estados Unidos inicie políticas de energía, en la cual no se dependa de combustibles fósiles y se da apertura a promocionar las energías renovables y diversificar el suministro energético⁷.

⁴ JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN. El recorrido de la Energía en Castilla León: Historia del Petróleo. [En Línea]. 2017. [Fecha de consulta: julio de 2021]. Disponible en: <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/historia-petroleo.html>

⁵ COUCHOUD GREGORI, Milagros. Detección y medida de niveles de CO₂ en la atmosfera. Principales Consecuencias. [En Línea]. Revista del Colegio Oficial de Físicos. 2004, pp. 6-11. [Fecha de consulta: julio de 2021]. Disponible en: https://www.cofis.es/pdf/fys/fys15/fys15_6-11.pdf.

⁶ REVISTA SEMANA. Historia de las crisis del petróleo. [En Línea]. Semana. [Fecha de consulta: julio de 2021]. Disponible en: <https://www.semana.com/negocios/articulo/historia-crisis-del-petroleo/28163/>.

⁷ GÓMEZ JIMÉNEZ, David y SANZ OLIVA, Jorge. La política energética en Estados Unidos en la actualidad. Boletín Económico ICE, Información Comercial Española –BICE–, abril de 2019, pp. 85-98. ISSN-e: 2340-8804.

3.2 ACUERDOS INTERNACIONALES

En 1974 se realizó la primera reunión internacional, sin embargo, no fue entorno al cambio climático, ya que la preocupación principal era que los países exportadores de petróleo (OPEP) cortaran el suministro a los países industrializados dependientes, respecto a esto era necesario definir políticas frente a posibles riesgos que desestabilizaran la seguridad energética.

Para ello se creó la Agencia Internacional de Energía y “Los miembros fundadores de la AIE fueron Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, Alemania, Irlanda, Italia, Japón, Luxemburgo, Países Bajos, Noruega (en virtud de un Acuerdo especial), España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido y Estados Unidos. Le siguieron Grecia (1976), Nueva Zelanda (1977), Australia (1979), Portugal (1981), Finlandia (1992), Francia (1992), Hungría (1997), República Checa (2001), República de Corea (2002), República Eslovaca (2007), Polonia (2008), Estonia (2014) y México (2018)”⁸.

En 1979 la AIE incorporó un ítem en el cual comprometía a los miembros de la agencia a reducir el consumo de petróleo 2 mb/d lo que significaba una reducción del 5% de consumo por país, así fue como indirectamente iniciaron acuerdos internacionales para reducir el consumo de combustibles fósiles y atender el cambio climático⁹.

3.2.1 I Conferencia internacional sobre el clima CMC-1 (1979). Se lleva a cabo en Ginebra (Suiza) del 12 al 23 de febrero del 1979, con la participación de 350 expertos provenientes de 53 países y se sumó a ella 24 organizaciones internacionales, todos pertenecientes a una amplia gama de disciplinas, las cuales incluían la agricultura, los recursos hidrológicos, la pesca, la energía, el medio ambiente, la ecología, la biología, la

⁸ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY –IEA–. History From oil security to steering the world toward secure and sustainable energy transitions. [Online]. IEA. 2015. [Consulted in: July 2021]. Disponible en: <https://www.iea.org/about/history>

⁹ SCOTT, Richard. The History of the international Energy Agency. Major Policies and Actions. Paris, France: Ed. International Energy Agency. Volumen II. 1994. [Consultado el: julio de 2021]. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/3d2118d4-db47-40ad-ada5-3facda90c53e/2ieahistory.pdf>

medicina, la sociología y la economía. De ese modo el PMC se fundamentó en cuatro partes: “el Programa Mundial de Datos Climáticos (PMDC), el Programa Mundial de Aplicaciones Climáticas (PMAC), el Programa Mundial de Investigaciones Climáticas (PMIC) (denominado inicialmente Programa de Investigación de la Variabilidad y el Cambio Climático) y el Programa Mundial de Estudios del Impacto del Clima (PMEC)”¹⁰.

3.2.2 Conferencia de Villach (1985). En octubre de 1985, se lleva a cabo una reunión para evaluar el impacto que tiene el dióxido de carbono y otros gases de invernadero sobre el cambio climático. La reunión fue precedida por las organizaciones PNUMA, OMM, el CIUC y asistieron científicos de 29 países que realizaron un documento que presagiaba el incremento de temperatura durante la primera mitad del siglo XXI más pronunciada a lo largo de toda la historia de la humanidad y también incluían recomendaciones a los gobiernos para hacer políticas de control y financiamiento además de estudios constantes con respaldo científico¹¹.

3.2.3 Conferencia de Toronto (1988). Llevada a cabo en Toronto (Canadá) entre el 27 y 30 de junio de 1988, con la participación de más de 300 científicos y políticos insto a “emprender acciones concretas para reducir la inminente crisis provocada por la contaminación de la atmósfera” y dio paso a la creación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, el cual ha oficializado informes en los años 1990, 1995, 2001, 2007, 2013-2014, seguido de informes complementarios¹².

3.2.4 II Conferencia Internacional sobre el clima CMC-2 (1990). Se lleva a cabo en Ginebra (Suiza) del 29 de octubre al 7 de noviembre del 1990, “bajo el patrocinio de la OMM, la UNESCO, el PNUMA, la FAO y el CIUC. Estuvo constituida por dos partes: seis días de presentaciones científico-técnicas y debates, en los que tomaron parte 747

¹⁰ ZILLMAN, John W. Historia de las actividades en torno al clima. [En Línea]. Organización Meteorológica Mundial. Boletín de la OMM 58 (3), Julio de 2009, pp. 141-150. [Consultado 10 de agosto de 2021]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/217343878.pdf>

¹¹ *Ibíd.*, p. 143.

¹² *Ibíd.*, p. 146.

participantes procedentes de 116 países, y dos días de sesiones ministeriales a las que asistieron 908 participantes de 137 países”¹³.

3.2.5 Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo (1992). Conferencia realizada en Río de Janeiro del 3 al 14 de junio de 1992, mejor conocido como la cumbre de la tierra, La reunión de Río de Janeiro indicó que se deben incluir todos los sectores para lograr un verdadero impacto positivo con éxito y que su vez se pueda mantener en el tiempo. “El objetivo principal de la Cumbre fue introducir un programa extenso y un plan nuevo para la acción internacional en temas de medio ambiente y de desarrollo que ayudarían a guiar la cooperación internacional y el desarrollo de programas en el próximo siglo”¹⁴.

3.2.6 Conferencia de las partes Berlín (1995). Se lleva a cabo el 28 de marzo de 1995 en Berlín (Alemania), con la participación de 118 países¹⁵. Durante la conferencia se determina que los compromisos establecidos no son suficientes para lograr los objetivos planteados, de modo que se acordó iniciar una negociación para que se redefinieran objetivos cuantitativos de emisión y reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a determinados tiempos¹⁶.

3.2.7 Protocolo de Kioto (1997). Los países industrializados adquirieron compromisos concretos y una programación. “Establece para los países incluidos en el Anexo I de la Convención, obligaciones cuantificadas de reducción de emisiones de GEI. En su conjunto promediado estos países deberán reducir en un 5,2% sus emisiones colectivas

¹³ *Ibíd.*, p. 148.

¹⁴ NACIONES UNIDAS. Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo. [En Línea]. CNUMAD. Cumbre de Johannesburgo. 26 de agosto al 04 de septiembre de 2002. [Consultado el: julio 2021]. Disponible en: <https://www.un.org/spanish/conferences/wssd/unced.html>.

¹⁵ NACIONES UNIDAS. Convención Marco sobre el Cambio Climático. [En Línea]. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 02 de junio de 1995. [Consultado el: julio 2021]. Disponible en: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/spanish/cop1/g9561658.pdf>

¹⁶ MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Lineamientos de Política de Cambio Climático. [En Línea]. Departamento Nacional de Planeación. Bogotá D.C., junio 16 2002. [Consultado el: julio 2021]. Disponible en: https://www.preventionweb.net/files/21403_15719lineamientospoliticanacionalca.pdf

de seis GEI, para el periodo comprendido entre los años 2008 y 2012. Este compromiso de reducción de emisiones es diferenciado: la Unión Europea debe reducir sus emisiones en un 8%, Estados Unidos 7%, Japón y Canadá 6%, mientras Australia podrá aumentar un 8%”¹⁷.

3.2.8 Acuerdo de París COP21 (2015). Adoptado el 12 de diciembre de 2015 por 195 países miembros del acuerdo. Se basa en la convención y hace que todos los países tengan una causa común para emprender esfuerzos para combatir el cambio climático y adaptarse a sus efectos, con un mayor apoyo para ayudar a los países en desarrollo a hacerlo.

“El objetivo central es reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático manteniendo el aumento de la temperatura mundial en este siglo muy por debajo de los 2 grados Celsius por encima de los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar aún más el aumento de la temperatura a 1,5 grados Celsius”.

Colombia en el acuerdo de Paris COP 21, se comprometió en reducir las emisiones de gases por efecto invernadero en un 30% para el año 2030¹⁸.

3.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN COLOMBIA

La energía solar fotovoltaica es la tercera fuente de generación de energía eléctrica renovable a nivel mundial, después de la hidroeléctrica y la eólica terrestre. En el año

¹⁷ *Ibíd.*, p. 6.

¹⁸ CONVENCION MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. ¿Qué es el acuerdo de Paris? [En Línea]. Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 12 de diciembre de 2015. [Consultado el: julio de 2021]. Disponible en: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>

2019 esta generación representaba alrededor del 3% en la generación de energía eléctrica en el mundo¹⁹.

Colombia se caracteriza por ser un país con un potencial para la instalación de esta tecnología porque cuenta con la ventaja de tener el recurso primario (el Sol) durante varias horas al día a lo largo del año, sin que este se vea afectado por las estaciones climáticas, con una radiación solar promedio de 4,5kWh/m²/d, según estudios realizados entre la UPME y el IDEAM²⁰. Sin embargo, la inclusión de estas fuentes al sistema eléctrico colombiano no se ha reflejado con el mismo porcentaje de crecimiento que a nivel mundial, teniendo en cuenta que en el último boletín estadístico de minas y energía 2016-2020 reportado por la UPME, se observa que en el 2020 la capacidad efectiva de la generación por radiación solar fue de 114,865 MW, el cual corresponde a un 0,59% de toda la energía eléctrica instalada a nivel Nacional²¹. A continuación, la Tabla 1 presenta los datos extraídos del boletín estadístico 2016-2020 de la UPME, donde se visualiza la capacidad efectiva de generación de energía eléctrica en Colombia por tipo de combustible.

¹⁹ AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA –IEA–. Energía solar fotovoltaica. [En Línea]. IEA. Informe de seguimiento. Noviembre de 2021. [Consultado el: enero de 2022]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/solar-pv>

²⁰ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Atlas de Radiación Solar en Colombia. [En Línea]. UPME. 2005. [Consultado el: julio 2021]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Atlas_Radiacion.htm.

²¹ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Boletín estadístico de Minas y Energía 2016-2020. [En Línea]. UPME. 2020. [Consultado el: enero de 2022]. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/SeccionesInteres/Documents/Boletines/Boletin_Estadistico_2018.pdf

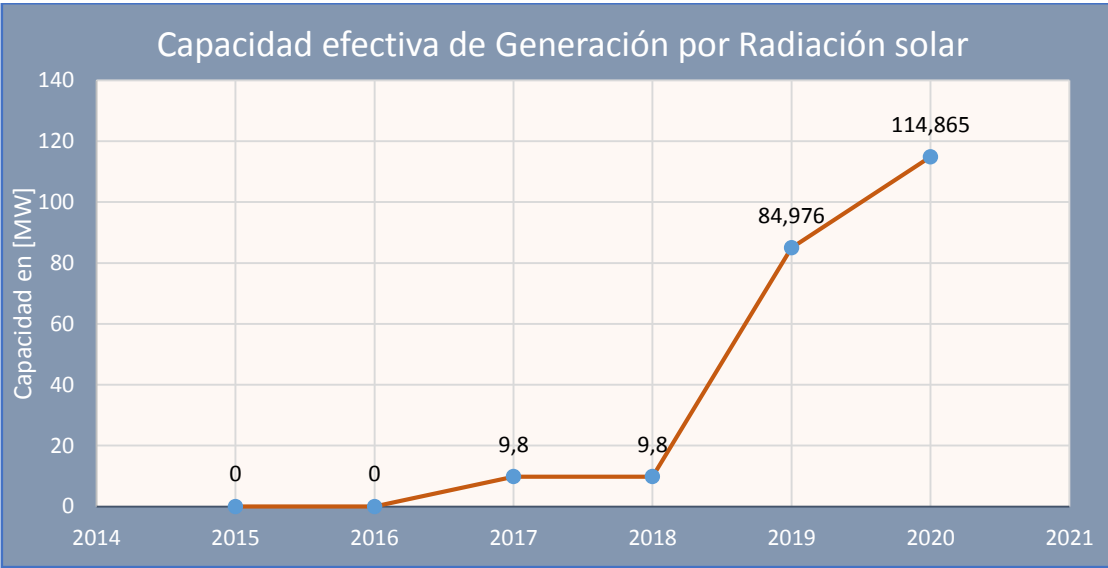
Tabla 1. Capacidad efectiva de Generación por tipo de combustible en MW

AÑO	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ACPM	1.247,000	931,000	1.248,000	1.240,000	926,000	967,000
AGUA	11.500,548	11.606,398	11.725,628	12.258,368	11920,308	13141,108
BAGAZO	93,200	91,800	130,700	142,700	141,200	141,200
BIOGAS		2,250	3,950	3,950	3,950	3,950
BIOMASA		1,700				
CARBON	1.348,400	1.355,500	1.369,000	1.727,000	1665,000	1669,000
COMBUSTOLEO	299,000	187,000	314,000	309,000	272,000	272,000
GAS	1.667,450	2.092,950	1.707,950	1.703,290	2207,390	2227,790
JET-A1	46,000	46,000	46,000	44,000	44,000	44,000
MEZCLA GAS-JET-A1	264,000	264,000	264,000	264,000	279,000	279,000
RAD SOLAR			9,800	9,800	84,976	114,865
VIENTO	18,420	18,420	18,420	18,420	18,420	510,420
TOTAL GENERAL MW	16.484,018	16.597,018	16.837,448	17.720,528	17.562,244	19.370,333

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Boletín estadístico de Minas y Energía 2016-2020. [En Línea]. UPME. 2020. [Consultado el: enero de 2022]. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/SeccionesInteres/Documents/Boletines/Boletin_Estadistico_2018.pdf

A partir de la información publicada por la UPME con respecto a la capacidad efectiva de generación de energía eléctrica en Colombia, se puede observar que la instalación de generación solar se inició en el año 2017, y tuvo un incremento en el año 2019 y 2020, llegando a 114,86 MW instalados. Este incremento pudo haber sido generado a partir de la publicación de la CREG 030 de 2018, donde se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado (ver Figura 1).

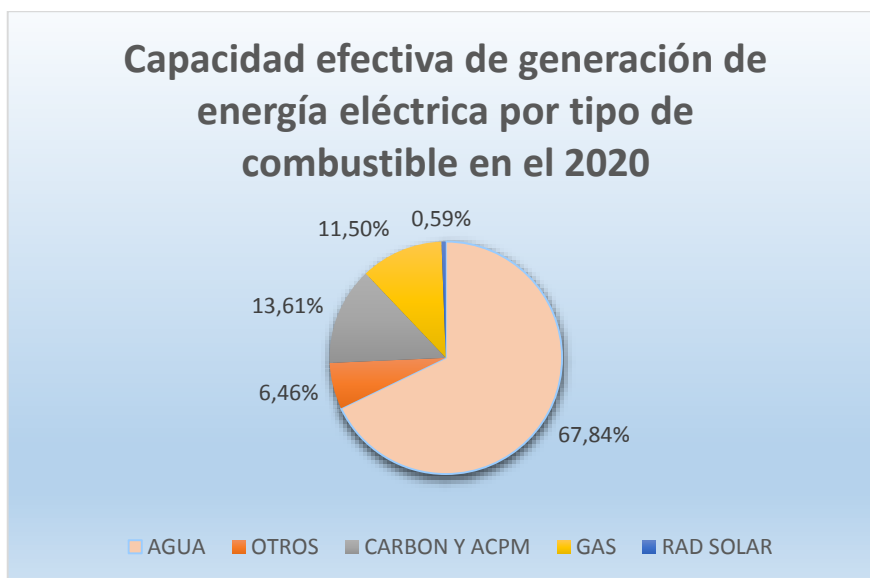
Figura 1. Capacidad efectiva de generación de energía eléctrica por radiación solar [2014-2020]



Fuente: Autores del proyecto. Adaptado de UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME. Boletín estadístico de Minas y Energía 2016-2020. [En Línea]. UPME. 2020. [Consultado el: enero de 2022]. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/SeccionesInteres/Documents/Boletines/Boletin_Estadistico_2018.pdf

A pesar que el incremento de la generación de energía eléctrica con sistemas fotovoltaicos en el año 2020 fue significativa con respecto a la del 2018, no es suficiente en comparación a la capacidad efectiva total instalada para la generación de energía eléctrica en Colombia, como se muestra en la Figura 2, donde la generación de energía eléctrica por radiación solar solo representa el 0,59%.

Figura 2. Capacidad efectiva de generación de energía eléctrica por tipo de combustible para el año 2020



Fuente: Autores del proyecto. Adaptado de UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME. Boletín estadístico de Minas y Energía 2016-2020. [En Línea]. UPME. 2020. [Consultado el: enero de 2022]. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/SeccionesInteres/Documents/Boletines/Boletin_Estadistico_2018.pdf

Sin embargo, con corte a enero 31 del 2022, se cuenta con 218 proyectos vigentes por energía solar, equivalentes a 11659 MW, registrados ante la UPME²². La UPME con la resolución 520 del 2007, y las respectivas modificaciones 638 de 2007, y 143 de 2016, estableció el procedimiento para el registro de proyectos de generación donde contempla tres fases, las cuales se especifican según el avance del proyecto. La fase 1 hace referencia a la etapa de pre factibilidad y la solicitud a la autoridad ambiental competente; con respecto al impacto ambiental, esta fase tiene una vigencia de 2 años. La fase 2 hace referencia a la etapa de factibilidad del proyecto, donde se establece la estructura

²² UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Informe de Registro de Proyectos de Generación (corte a enero 31 del 2022). [En Línea]. UPME y Ministerio de Minas y Energía. Enero 31 de 2022. [Consultado el: febrero de 2022]. Disponible en: http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2022/Registro_Enero_2022.pdf

financiera y se presenta el diagnóstico ambiental, esta fase tiene una vigencia de un año y en la fase 3, los proyectos ya deben contemplar diseños definitivos, cronograma de ejecución y licencia ambiental o acto administrativo en el cual la autoridad ambiental expone que el proyecto no requiere de la licencia ambiental²³.

En la Tabla 2 se observa la cantidad de proyectos de generación de energía eléctrica vigentes ante la UPME, donde los relacionados con radiación solar lideran con 218 proyectos.

Tabla 2. Cantidad de proyectos de generación de energía eléctrica vigentes ante la UPME

AÑO	BIOMASA	EÓLICO	HIDRÁULICO	SOLAR	TÉRMICO	TOTAL
2020	1	7	16	34		58
2021	2	18	24	184	4	232
TOTAL	3	25	40	218	4	290

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Informe de Registro de Proyectos de Generación (corte a enero 31 del 2022). [En Línea]. UPME y Ministerio de Minas y Energía. Enero 31 de 2022. [Consultado el: febrero de 2022]. Disponible en: http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2022/Registro_Enero_2022.pdf

De los 218 proyectos vigentes de generación solar fotovoltaica, 68 se encuentran en la fase 1 con una capacidad de 2618 MW, 149 proyectos en la fase 2 con una capacidad efectiva 9031 MW, y 1 proyecto en la fase 3 con una capacidad efectiva de 10 MW como se muestra en la Tabla 3.

²³ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Registro de Proyectos de Generación (31 agosto de 2016). [En Línea]. UPME. Agosto 31 de 2016. [Consultado el: febrero de 2022]. Disponible en: http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2016/Registro_Proyectos_Generacion_Ago2016.pdf

Tabla 3. Cantidad de proyectos de generación de energía eléctrica vigentes ante la UPME, según avance del proyecto

AÑO	BIOMASA	EÓLICO	HIDRÁULICO	SOLAR	TÉRMICO	TOTAL
FASE 1	1	11	30	68		110
FASE 2	2	14	10	149	4	179
FASE 3				1		1
TOTAL	3	25	40	218	4	290

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Informe de Registro de Proyectos de Generación (corte a enero 31 del 2022). [En Línea]. UPME y Ministerio de Minas y Energía. Enero 31 de 2022. [Consultado el: febrero de 2022]. Disponible en: http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2022/Registro_Enero_2022.pdf

Tabla 4. Capacidad de proyectos de generación de energía eléctrica vigentes por tipo (MW)

AÑO	BIOMASA	EÓLICO	HIDRÁULICO	SOLAR	TÉRMICO	TOTAL
FASE 1 (MW)	1	1.776	1.744	2.618		6.139
FASE 2 (MW)	30	2.946	188	9.031	2.528	14.723
FASE 3 (MW)				10		10
TOTAL (MW)	31	4.722	1.932	11.659	2.528	20.872

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Informe de Registro de Proyectos de Generación (corte a enero 31 del 2022). [En Línea]. UPME y Ministerio de Minas y Energía. Enero 31 de 2022. [Consultado el: febrero de 2022]. Disponible en: http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2022/Registro_Enero_2022.pdf

Con corte a enero 31 de 2022 (ver Tabla 4), la UPME reporta una capacidad de potencia de 20.872 MW en registros de proyectos de generación de energía eléctrica vigentes, de los cuales, 11.659 MW corresponden a proyectos de generación solar fotovoltaica, que equivalen al 55,86%.

En la Tabla 5, se muestra la capacidad de proyectos vigentes de radiación solar ante la UPME, clasificadas por departamento.

Tabla 5. Capacidad de proyectos vigentes por departamento en energía solar fotovoltaica

Departamento	No de proyectos	Capacidad en MW
SANTANDER	16	2.201,20
TOLIMA	32	1.043,20
CESAR	6	918,90
CUNDINAMARCA	16	867,50
BOYACA	21	839,50
CORDOBA	18	828,20
VALLE	6	686,50
LA GUAJIRA	5	625,30
ATLANTICO	16	488,80
CALDAS	6	484,00
NORTE DE SANTANDER	7	478,80
META	8	370,10
SUCRE	10	364,70
MAGDALENA	8	360,50
BOLIVAR	12	263,50
ANTIOQUIA	6	253,20
HUILA	6	159,60
CASANARE	4	155,30
RISARALDA	5	109,40
CAUCA	1	99,80
ARAUCA	2	19,70
NARIÑO	2	15,50
PUTUMAYO	2	12,80
GUAINIA	1	9,80
BOGOTA D.C	1	2,00
CHOCO	1	1,00
Total	218	11.658,8

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Informe de Registro de Proyectos de Generación (corte a enero 31 del 2022). [En Línea]. UPME y Ministerio de Minas y Energía. Enero 31 de 2022. [Consultado el: febrero de 2022]. Disponible en: http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2022/Registro_Enero_2022.pdf

Como complemento, en la Tabla 6 se muestran los datos extraídos de la página de XM con respecto a la capacidad efectiva por tipo de generación con corte al 3 de marzo de

2022, donde se visualiza que en el año 2021 ingresaron 74,7 MW, y en lo que va transcurrido del 2022 han ingresado 10,4 MW²⁴.

Tabla 6. Capacidad efectiva por tipo de generación (MW), Fecha de corte marzo 06 de 2022

Tipo/Fuente de energía	Capacidad/Efectiva (MW)	Fecha de entrada
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9,8	3/09/2017
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8,1	3/02/2019
CELSIA SOLAR ESPINAL	9,9	31/05/2020
TRINA-VATIA BSLI	19,9	10/09/2020
PLANTA SOLAR BAYUNCA I	3,0	30/09/2020
CELSIA SOLAR CARMELO	9,9	27/12/2020
TRINA-VATIA BSLII	19,9	22/01/2021
GRANJA SOLAR BELMONTE	5,1	30/04/2021
CELSIA SOLAR LA PAILA	9,9	7/08/2021
TRINA-VATIA BSLIII	19,9	28/08/2021
LA SIERPE	19,9	25/09/2021
AGPE PCP	0,5	24/02/2022
HELIOS I	9,9	3/03/2022
TOTAL CAPACIDAD EFECTIVA NETA MW	145,6	

Fuente: XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS SAESP. Capacidad efectiva por tipo de generación. [En Línea]. PARATEC. Marzo de 2022. [Consultado el: abril 13 2022]. Disponible en: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

3.4 MARCO REGULATORIO

Actualmente, Colombia ha emitido normas y resoluciones para incentivar y regular la incorporación de sistemas de generación de energía eléctrica fotovoltaica al sistema eléctrico. Las más destacadas se resumen a continuación.

²⁴ XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS SAESP. Capacidad efectiva por tipo de generación. [En Línea]. PARATEC. Marzo de 2022. [Consultado el: abril 13 2022]. Disponible en: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

3.4.1 Ley 1715 de 2014. Esta ley tiene como finalidad “establecer el marco legal, y los instrumentos para la promoción y utilización de las fuentes no convencionales de energía, en el sistema energético Nacional, principalmente aquellas de carácter renovable, igualmente otorga a la CREG la facultad de regular los procedimientos para la conexión de estas tecnologías”²⁵.

Entre los incentivos que promueve esta ley se encuentran:

- ✓ “La reducción anualmente del impuesto de renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el 50% del valor total de la inversión realizada”²⁶.

Para obtener el respectivo beneficio, “deberán contar con la certificación de beneficio ambiental por el ministerio de ambiente y ser debidamente certificada para tal fin”²⁷.

- ✓ Exclusión del IVA en equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados, que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía eléctrica a partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos energéticos. Para obtener este beneficio debe contar con una certificación del Ministerio de Medio Ambiente, donde relacione los equipos y servicios excluidos del gravamen, a partir de una lista expedida por la UPME²⁸.
- ✓ Exención del gravamen arancelario de importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión de proyectos con dichas fuentes, a las personas naturales o jurídicas, que sean titulares de nuevos proyectos de fuentes no convencionales de energía (FNCE).

²⁵ COLOMBIA. EL CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 1715. (13, mayo, 2014). “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético Nacional”. En: Diario Oficial. Mayo, 2014. Nro. 49150. p. 1-12.

²⁶ *Ibíd.*, p.5.

²⁷ *Ibíd.*, p. 5.

²⁸ *Ibíd.*, p. 6.

Para obtener estos beneficios deberán ser solicitados a la DIAN, en un mínimo de 15 días hábiles antes de la importación²⁹.

- ✓ Depreciación acelerada, con un porcentaje no mayor al 20% como tasa global anual, y serán aplicables a la maquinaria, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con FNCE³⁰.

Para obtener estos incentivos, la Ley 1715 autoriza al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a establecer los criterios y lineamientos para la expedición de la certificación de beneficios ambientales para el otorgamiento de los incentivos tributarios por el uso de las FNCE, por lo cual se expidió el decreto 2143 del 2015³¹.

Por medio del numeral 3 Artículo 6 de la Ley 1715, se establece la función a la UPME de definir el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, la cual se definió en 1MW, por la UPME en la resolución 281 de 2015³².

Por otra parte, el Artículo 8 autoriza a los autogeneradores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes de energía eléctrica a la red, y otorga a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la facultad de reglamentar la forma en que el autogenerador entrega a la red excedentes de energía eléctrica propios de su actividad³³. Esta reglamentación se ve reflejada en la resolución 024 de 2015 para autogeneradores a gran escala, y la CREG 030 de 2018 para auto generadores a pequeña escala.

3.4.2 UPME Resolución 281 de 2015. La Ley 1715 de 2014, en el Artículo 6, numeral 3, delega a la UPME definir el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña

²⁹ *Ibíd.*, p. 6.

³⁰ *Ibíd.*, p. 6.

³¹ *Ibíd.*, p. 4.

³² *Ibíd.*, p. 4.

³³ *Ibíd.*, p. 4.

escala. Por tal razón la UPME publica la resolución 281 en junio del 2015, donde establece el límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala en 1MW³⁴.

3.4.3 Decreto 2143 de 2015. En el decreto 2143 de 2015, el Ministerio de Minas y Energía modificó el decreto 1073 de 2015, donde adiciona el Capítulo 8, que se define como: “Promoción, desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía (FNCE)”, el cual define los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la LEY 1715 de 2014³⁵.

El capítulo VI, del decreto 2143, delega a la UPME establecer en un plazo no mayor a tres (3) meses, contados a partir de la vigencia del presente decreto, los trámites y requisitos para: el registro de proyectos FNCE, y obtener la certificación que avala la documentación del proyecto exigida para la exención del gravamen arancelario y la exclusión del IVA, las cuales serán emitidas en un plazo de (45) días calendario una vez sea radicada la solicitud ante la UPME³⁶.

Igualmente, dentro de estos mismos tres (3) meses, la UPME debe expedir la lista de bienes y servicios para la producción y utilización de FNCE, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos³⁷. El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se comprometió a expedir en un plazo máximo de tres (3) meses, una vez ingresara en vigencia el decreto, los trámites y requisitos para expedir la certificación de beneficio ambiental que requiere el usuario para aplicar a los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014³⁸.

³⁴ UPME. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 281. (5, junio, 2015). “Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala”. En: Diario Oficial. Junio, 2015. p. 1-2.

³⁵ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 2143. (04, noviembre, 2015). “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014”. En: Diario Oficial. Noviembre, 2015. p. 1-8.

³⁶ *Ibíd.*, p. 7.

³⁷ *Ibíd.*, p. 5.

³⁸ *Ibíd.*, p. 7.

3.4.4 UPME Resolución 45 de 2016. Por medio de esta resolución, la UPME publica el procedimiento y requisitos para adquirir la certificación y obtener el beneficio de la exclusión del IVA, y la exención de gravamen arancelario, teniendo en cuenta lo estipulado en los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014³⁹.

3.4.5 UPME Resolución 143 de 2016. La resolución 143 de 2016, modifica la resolución 520 de 2007, en donde se establecen los procedimientos, requerimientos y anexos para el registro de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía, en el territorio nacional⁴⁰.

3.4.6 Decreto 348 de 2017. El Decreto 348 de 2017, establece los lineamientos para la conexión, medición, contrato de respaldo y entrega de excedentes para la autogeneración a pequeña escala (1MW), igualmente especifica los parámetros para ser considerado autogenerador a pequeña escala⁴¹.

3.4.7 CREG 030 de 2018. A partir de la Ley 1715 de 2014, la CREG emite la resolución 030 de 2018, donde regula los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y generadores distribuidos conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN)⁴².

³⁹ UPME. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 45. (4, febrero, 2016). “Por la cual se establecen los procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los Proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014, y se toman otras determinaciones”. En: Diario Oficial. Febrero, 2016. Nro. 49.776, p. 1-8.

⁴⁰ UPME. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 143. (10, marzo, 2016). “Por lo cual se modifica el artículo quinto y se adicionan artículos y anexos a la resolución UPME 0520 de octubre 09 de 2007 por medio de la cual se establece el Registro de proyectos de Generación y se toman otras disposiciones”. En: Diario Oficial. Marzo, 2016. p. 1-26.

⁴¹ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto No 348. (01, marzo, 2017). “Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de exceden”. En: Diario Oficial. Marzo, 2017. p. 1-3.

⁴² COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. CREG 030. (26, febrero, 2018). “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional”. En: Diario Oficial. Febrero, 2018. p.1-27.

Un autogenerador a pequeña escala es una persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades, y su potencia instalada es igual o menor a 1MW, según lo establecido por la UPME 281 DE 2015⁴³.

Los autogeneradores a pequeña escala se dividen en dos grupos: los que tienen una potencia instalada menor o igual a 0,1 MW, y los que tienen una potencia instalada entre 0,1MW y 1MW. La CREG 030, estipula los procedimientos de conexión, clasificándolos en:

Artículo 10: Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE, con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y GD.

Artículo 11: Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE, con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1MW.

El procedimiento de conexión que debe seguirse para los autogeneradores a gran escala, entre 1MW y 5MW, corresponde al mismo del Artículo 11.

3.4.8 Ley 1955 de 2019. El Artículo 174 de la Ley 1955 de 2019, modificó el artículo 11 de la Ley 1715 de 2014, asignando la competencia exclusiva a la UPME, de expedir la certificación para la deducción de renta, y la certificación de los equipos, elementos, maquinaria, servicios nacionales o importados excluidos del impuesto sobre las ventas.

Igualmente, en este mismo artículo, se aumenta el límite del periodo en años para la deducción de renta, la cual fue modificada de 5 a 15 años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya ingresado a operación la inversión⁴⁴.

⁴³ Ibid., p.2

⁴⁴ COLOMBIA. EL CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 1955. (25, mayo, 2019). Por el cual se expide el plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 "Pacto por Colombia, pacto por la equidad". En: Diario Oficial. Mayo, 2019. Nro. 50964. p.1-147.

3.4.9 Decreto 2106 de 2019. El Artículo 130 del decreto 2106 de 2019, modificó el Artículo 12 de la Ley 1715 de 2014, asignando a la UPME, la certificación de los equipos y servicios excluidos del gravamen, para obtener el beneficio tributario de la exclusión del IVA⁴⁵.

3.4.10 CREG 199 de 2019. Dicha resolución modifica algunas disposiciones de la CREG 015 del 2018, que entre otras cosas establece la metodología tarifaria y remuneración en el SIN. La modificación se hace con relación a la metodología para la tarificación de la energía reactiva de los usuarios no residenciales y aquellos que tengan medición de energía activa y reactiva. Esta resolución está teniendo impacto en la tarificación de potencia reactiva en la frontera comercial de los AGPE.

3.4.11 Resolución No. 131 de 2020. Por la cual se establecen las condiciones para implementar el desarrollo de la Infraestructura de medición avanzada (AMI por sus siglas en ingles) en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el SIN. Con la integración de esta resolución se procuran los siguientes objetivos:

- Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas.
- Permitir la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otras, de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos.
- Mejorar la calidad del servicio a través de la monitorización y el control de los sistemas de distribución.
- Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica y generar nuevos modelos de negocio y servicios.
- Gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas de potencia eléctrica.

⁴⁵ COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 2106. (22, noviembre, 2019). Por el cual se dictan normas para simplificar, suprimir y reformar trámites, procesos y procedimientos innecesarios existentes en la administración pública. En: Diario Oficial. Noviembre, 2019. Nro. 51145. p. 1-57.

- Promover la eficiencia en los costos de prestación del servicio de energía eléctrica y facilitar que se alcancen niveles de pérdidas eficientes.

Por otra parte, se establecen criterios generales, derechos y deberes de los usuarios, responsabilidades de los prestadores, requisitos técnicos, planes de implementación y despliegue, así como la remuneración del esquema.

3.4.12 UPME Resolución 203 de 2020. A partir de la Ley 2106 de 2019, la cual asigna a la UPME como entidad responsable de expedir el certificado para obtener los beneficios tributarios de la Ley 1715 contemplados en los artículos 11 y 12, y luego modificados por la misma Ley 2106 de 2019, la UPME publica la resolución 203 de 2020, donde contempla los requisitos y procedimientos para acceder a los beneficios tributarios en inversiones, investigación, desarrollo o producción de energía a partir de fuentes no convencionales de energía (FNCE)⁴⁶.

3.4.13 LEY 2099 de 2021. La Ley 2099 de 2021 busca el abandono progresivo de los combustibles fósiles, modernizando la legislación vigente como la Ley 1715 de 2014, y dictando nuevas disposiciones para fortalecer la transición energética, hacia el desarrollo, promoción y utilización de fuentes no convencionales⁴⁷.

Un objetivo de esta ley es reconocer y extender los beneficios tributarios a otras fuentes renovables como el Hidrogeno azul, Hidrogeno verde y la Geotermia.

El Artículo 8 de la Ley 2099, modifica el Artículo 11 de la Ley 1715, y ratifica la reducción de renta del 50% de la inversión realizada incluyendo la medición inteligente en un

⁴⁶ UPME. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 203. (03, septiembre, 2020). Por lo cual se establecen los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios en inversiones en investigación, desarrollo o producción de energía a partir de fuentes no convencionales de Energía -FNCE. En: Diario Oficial y deroga. Septiembre, 2020. p. 1-31.

⁴⁷ COLOMBIA. EL CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 2099. (10, julio, 2021). Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la creación económica del país y se dictan otras disposiciones. En: Diario Oficial. Julio, 2021. p. 1-25.

periodo no mayor a 15 años contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión. Igualmente confirma que para obtener este beneficio tributario, la inversión deberá ser evaluada y certificada como proyecto de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía, expedida únicamente por la UPME⁴⁸.

El Artículo 9 modifica el Artículo 12 de la Ley 1715, permaneciendo la exclusión del IVA para los equipos, elementos, maquinaria, y servicios Nacionales o importados que se destinen para la preinversión e inversión de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de las fuentes no convencionales, y extendiendo estos beneficios a las medidas de gestión eficiente de la energía.

Para lograr este beneficio, deberá ser certificado por medio de la UPME como proyecto de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía o como acción o medida de gestión eficiente de la energía⁴⁹.

El Artículo 10, modifica el artículo 13 de la Ley 1715, extendiendo el incentivo arancelario a las medidas de gestión eficiente de la energía.

El Artículo 11, extiende el beneficio tributario de la depreciación acelerada, a las medidas de gestión eficiente, y cambia el porcentaje máximo de depreciación por año, al 33,33%⁵⁰.

3.4.14 Resolución 174 de 2021. Por la cual cambia el estatus de consulta CREG 002 de 2021 a resolución definitiva. Se modifican y complementan algunos artículos de la resolución 030 de 2018, por otra parte, la DIAN emite el concepto de comercialización y facturación sobre los autogeneradores y sus excedentes de energía, así como sus obligaciones tributarias.

⁴⁸ *Ibíd.*, p. 4.

⁴⁹ *Ibíd.*, p. 5.

⁵⁰ *Ibíd.*, p. 5.

Adicionalmente, la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) solicita hacer una revisión sobre la metodología de la remuneración, entrada transparente de los sistemas GD y AGPE a los agentes de mercado, posibilidad de los sistemas GD y AGPE para la libre elección del representante de frontera, y por último la solicitud de garantizar condiciones por parte de los operadores de red hacia los usuarios.

A continuación, se mencionan algunas modificaciones relevantes.

1. Capítulo II, artículo 4, concede a la CREG la potestad de revisar y modificar las condiciones de remuneración cada vez que la cantidad de energía anual utilizada para crédito de energía en un mercado de comercialización supere el 4% de la demanda comercial regulada anual. De igual forma asigna el deber de reportar semestralmente la energía inyectada a la red por los sistemas AGPE y GD, al administrador del sistema de intercambios comerciales, de modo que puntualmente se tenga la siguiente información:

- “a) La cantidad total de sistemas AGPE para los cuales es el reporte,*
- b) Conocer, de forma agregada, los excedentes discretizados por tipo (excedentes usados o no para el crédito de energía conforme el Artículo 26 de la presente resolución), año, mes, día y hora.*
- c) La información debe estar discriminada por mercado de comercialización y agente comercializador o agente generador que adquiere la energía.*
- d) El tipo de mercado, regulado o no regulado, según aplique, al cual es destinada la energía excedente.”*

2. Artículo 5, incluye a los generadores a gran escala AGGE, en las condiciones para la conexión. En donde se integran usuarios que estén dentro de fronteras comerciales agrupadas que deseen convertirse en usuarios generadores a gran escala que no entreguen excedentes a la red.

3. Se crea una ventanilla única para que todos los procedimientos de conexión se hagan a través de este sistema, Artículo 9.
4. Se establece que el operador de red debe tener un sitio específico en la web, en donde los usuarios puedan revisar la disponibilidad y hacer los trámites en línea (artículos 10 y 11).
5. Se define un procedimiento de desconexión y suspensión, Artículo 18, en la cual se especifican las causales, entre ellas no garantizar los requisitos solicitados en la resolución.

3.4.15 Resolución 101 001 de 2022. Esta resolución tiene como objeto establecer las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI) en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN⁵¹.

Aplicando las disposiciones de esta resolución a comercializadores, generadores, operadores de red, al Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI), los usuarios regulados y no regulados, auto generadores, y generadores distribuidos.

El despliegue de la infraestructura AMI, hace referencia al reemplazo de medidores tradicionales de los usuarios regulados con fronteras comerciales sin reporte al ASIC, igualmente la instalación de medidores avanzados a usuarios nuevos regulados, teniendo en cuenta el plan aprobado para cada operador de red.

⁵¹ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. CREG 101 001. (18, enero, 2022). Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN. En: Diario Oficial. Enero, 2022. p. 1-34.

En la regulación 101 001 de 2022, se encuentran las condiciones generales para el despliegue de la infraestructura AMI, de las cuales se resaltan:

- ✓ El OR es el encargado de realizar el análisis de eficiencia, sustentando técnicamente y de manera rigurosa y suficiente los costos, los beneficios, las fuentes de financiación y el resultado neto para el mercado de comercialización o segmento de este.
- ✓ El despliegue de la solución de la infraestructura AMI se ejecutará siempre y cuando los análisis sean adecuadamente fundamentados e identifiquen que el beneficio supera los costos incurridos.
- ✓ El OR siempre deberá maximizar la instalación de medidores.
- ✓ La solución de la infraestructura AMI deberá diseñarse de manera óptima según los requerimientos de cada mercado de comercialización o segmento de este.
- ✓ El usuario tendrá la posibilidad de seleccionar, en el tiempo establecido para ello, entre las alternativas interoperables, si reemplaza el medidor a su costo.
- ✓ En el caso en el que el usuario decida no hacer uso de la opción establecida en el literal anterior, el OR podrá reemplazar el medidor conforme el plan de implementación aprobado, sin que el usuario asuma ningún costo adicional por dicho reemplazo.
- ✓ El Usuario y el OR tendrán la custodia compartida del medidor avanzado.
- ✓ Los OR y el GIDI deberán implementar los esquemas de ciberseguridad necesarios para proteger los datos.
- ✓ Los OR deberán garantizar la interoperabilidad de todos los equipos involucrados en la infraestructura AMI.
- ✓ Los OR y el GIDI deberán garantizar la interoperabilidad entre los sistemas identificados para intercambiar la información, permitiendo que los sistemas tengan protocolos abiertos.
- ✓ Los OR deberán garantizar una amplia difusión del programa de reemplazo de equipos de medida a los usuarios de su mercado impactados por el programa de reemplazo de equipos, acorde con su plan de despliegue.

- ✓ El GIDI será la fuente principal para que los comercializadores facturen a sus usuarios. También será la fuente para que los usuarios puedan visualizar la información detallada de sus consumos y comparaciones respecto de otros usuarios, puedan revisar las tarifas y ventajas ofrecidas por la competencia, y puedan gestionar, desde una sola plataforma de transacción virtual, el cambio de comercializador.
- ✓ Las inversiones en la infraestructura AMI no son consideradas como activos de uso. Tampoco hacen parte de las inversiones determinadas en los planes de inversión establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018, ni se emplearán para evaluar su ejecución.
- ✓ El despliegue de la infraestructura AMI no deberá afectar la ejecución de los planes de inversión aprobados a los OR en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.
- ✓ Los OR, los comercializadores y el GIDI deberán garantizar la integridad, confidencialidad y disponibilidad de los datos.

4. METODOLOGÍA PARA LA CONEXIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La CREG en la resolución 174 de 2021 regula las actividades de autogeneración de energía eléctrica a pequeña escala y de la generación distribuida, donde establece condiciones, estándares técnicos, procedimientos, medición, y comercialización para la interconexión de estas fuentes de generación de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional.

Paralelo a esto, el potencial de la GD o del AGPE debe ubicarse en el rango adecuado para iniciar la solicitud de conexión ante el OR, quien requiere de unos requisitos técnicos para hacer el estudio de la conexión.

Con base a la regulación vigente, se presenta a continuación los procesos y requerimientos para la inclusión de sistemas de generación de energía eléctrica fotovoltaica al sistema de distribución local (SDL).

4.1 CONDICIONES PARA LA INTEGRACIÓN

A continuación, se enuncian las formas de integración al SIN, a su vez el cumplimiento de los estándares técnicos requeridos, también se hace énfasis en la transparencia de la información dada por el operador de red referente a la disponibilidad y sus procedimientos (documentación y tiempos de respuestas), para la libre participación.

4.1.1 Integración de los sistemas de GD y AGPE al SIN. Cuando la cantidad de energía anual exportada por los sistemas de 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.

4.1.2 Estándares técnicos de disponibilidad en nivel de tensión 1. Antes de realizar una solicitud de conexión de un sistema de GD o un sistema de AGPE a un sistema de distribución local en nivel de tensión 1, el solicitante deberá revisar y confirmar el cumplimiento de los siguientes parámetros:

- a) Verificar que la sumatoria de la potencia instalada de todos los del GD y AGPE que entregan energía a la red en un mismo circuito por nivel 1 sea menor o igual del 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión.
- b) Verificar que la energía suministrada por el GD o el AGPE en una hora a la red no supere el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registrada para el año anterior al de la solicitud.
- c) La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o el AGPE a la red, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por un sistema 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 la solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm.

4.1.3 Información de disponibilidad de red. Los OR deben disponer de una plataforma para que un GD o un AGPE realicen la solicitud de disponibilidad. Allí debe estar consignada la información suficiente, de forma que se dé a conocer el estado y las características de la red, como mínimo la ubicación georreferenciada, la tensión nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario, la capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario y la sumatoria de la capacidad nominal del

sistema de AGPE o de GD instalado 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 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 al 50%.

La suma de la cantidad de energía que pueden entregar los sistemas de AGPE o de 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 de la CREG 030 de 2018 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 al 50%.

4.2 CONDICIÓN PARA CONECTARSE COMO SISTEMA AGPE O GD.

Cualquier usuario que se encuentre conectado a la red y quiera convertirse en un sistema AGPE, lo podrá hacer una vez cumpla con los requisitos establecidos y se verifique la disponibilidad técnica del sistema al cual se va a conectar según los estándares definidos en el Artículo 7 de la resolución CREG 174 de 2021.

En caso que un usuario cuyo consumo de energía eléctrica 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 un sistema AGPE a pequeña escala, deberá realizar

las adecuaciones en sus instalaciones para que sus consumos y entregas de excedentes no sean incluidos en la frontera que lo agregaba.

Los sistemas de 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.

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

4.2.1 Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del sistema AGPE con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW y del sistema de GD. El formulario de solicitud de conexión simplificada 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 del sistema de AGPE no exporte energía. También debe establecer el nivel de tensión de conexión, las características del equipo de medición, los datos del alimentador o subestación al cual requiere la conexión, las características de la protección anti-isla a instalar y la fecha prevista para la entrada en operación del sistema de AGPE o de GD, diferenciando entre los sistemas de 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.

Posterior a la revisión de la disponibilidad y características técnicas del sistema de GD o de AGPE, los OR se tienen las siguientes etapas y tiempos para dar una respuesta a la solicitud:

a). Etapa de revisión de completitud de la documentación y tiempos.

El encargado del sistema de GD o de AGPE debe diligenciar el formulario de solicitud de conexión simplificada en la página web del OR. Anexando la documentación requerida según Artículo 14 de CREG 174 de 2021.

- ✓ Memorias de cálculo y selección de sistema de medida
- ✓ Formulario de conexión simplificado
- ✓ Certificado de capacitación o experiencia de la instalación tipo
- ✓ Consulta de la disponibilidad de la red
- ✓ Certificado de conformidad de inversores definidos en el formulario de conexión simplificado.
- ✓ Diagramas unifilares
- ✓ Esquema de protecciones y conexión a tierra
- ✓ Documento con distancia de seguridad
- ✓ El usuario que no exporte energía a la red, deberá incluir manual de los dispositivos que controlan la no inyección de energía a la red.

El OR dispone de 5 días hábiles contados a partir del recibido de la solicitud para emitir respuesta de la completitud de información.

El OR no podrá solicitar documentación adicional a la especificada. La subsanación de todos los documentos por su ausencia solo se podrá solicitar por una única vez, en la misma solicitud, y dentro del plazo de la etapa de revisión de completitud de la documentación. El OR solo podrá solicitar aclaración sobre el formulario de conexión simplificado en caso de que no esté correctamente diligenciado.⁵²

⁵² COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. CREG 174. (07, octubre, 2021). Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. En: Diario Oficial. Octubre, 2021. p. 1-67.

b). Etapa de verificación técnica de la documentación y tiempos.

La etapa de verificación técnica tendrá un plazo según Anexo 5 de la CREG 174 2021, donde revisaran la documentación adjunta en la solicitud de conexión simplificada.

Cuando la solicitud es rechazada, el OR debe precisar técnica y normativamente las causas que soporten el rechazo. De igual forma el OR debe dar a conocer los requisitos que se deben cumplir para que se apruebe la conexión. Por otra parte, si el rechazo es por indisponibilidad se debe detallar las obras para hacer posible la conexión.

La vigencia de la aprobación de la conexión es de 6 meses, si el sistema de GD o de AGPE no se ha conectado (por causas diferentes al prestador de servicio), el OR actualizará la información, y el usuario podrá presentar una nueva solicitud al séptimo mes siguiente al de la expiración de la capacidad aprobada no utilizada.

La aplicación de subsanación y aclaración de este literal debe quedar registrada en el sistema de trámite en línea y dar aviso de los hechos al solicitante mediante correo electrónico, abarcando los plazos registrados en el anexo 5 de la CREG 174 2021.

c). Etapa de visita para la conexión: costo, energización, inspección de la instalación y/o pruebas.

Cuando el solicitante esté listo para entrar a operar, se deberá realizar la solicitud de entrada en operación mediante el sistema de trámite en línea, el OR tendrá un plazo de cinco (5) días hábiles para las respectivas pruebas, las cuales tendrán en cuenta las reglas del literal b, ordinales i, ii, y iii del Artículo 12 de la CREG 174 de 2021, y literal c del mismo artículo.

De requerir ajustes, el prestador de servicio debe indicar los requerimientos detalladamente y programar una nueva cita dentro de los 7 días hábiles a partir de la primera visita.

Después de la verificación de los parámetros y hecha la prueba, el OR realizara la conexión. Cabe aclarar que este procedimiento se hace siempre y cuando la conexión no afecte usuarios del SDL o STR; en este caso el OR podrá agregar un periodo adicional como se menciona en el numeral 5.5.3.2 del anexo general de la resolución CREG 070 de 1998 o aquella que lo modifique.

El OR está en el derecho de verificar las condiciones de la conexión en cualquier momento una vez haya entrado en operación.

4.2.2 Procedimiento simplificado para la conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1MW, y autogeneradores a gran escala hasta 5 MW. El contenido del estudio de conexión simplificada debe incluir las especificaciones de cada uno de los análisis eléctricos que se requieren, incorporando las características técnicas de los elementos que limitan la exportación de energía en los casos que se declare interés de no exportar, junto con las fuentes de información necesarias para llevarlo a cabo, así como también deberá precisar las posibles causales de rechazo. En todos los casos se debe incluir el cálculo proyectado de la energía anual que producirá un sistema AGPE.

a). Diligenciamiento solicitud de conexión

Realizar la solicitud de conexión al OR en el sistema de trámite en línea, adjuntando la disponibilidad de red para el punto de conexión y el formulario de solicitud de conexión. Una vez realizada la solicitud, el OR tendrá un plazo de cinco (5) días hábiles para entregar la documentación necesaria, a través del sistema de trámite en línea, al AGPE,

AGGE o GD para realizar el estudio de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la CREG 174 del 2021, si el usuario lo requiere podrá solicitar información adicional.

b). Entrega del estudio de conexión simplificado y documentación

El AGPE, el AGGE o el GD tendrá un plazo de cinco (5) meses para realizar el estudio de conexión simplificado, una vez sea entregada la información por parte del OR.

El solicitante AGPE, AGGE, o GD puede solicitar la elaboración de los estudios al mismo OR, por el contrario, si el sistema AGPE, AGGE, o GD realiza el análisis de conexión, el OR debe revisar que se cumpla con la normatividad vigente, sin embargo, la responsabilidad es del solicitante y este debe presentar la información de acuerdo al formulario de solicitud dispuesto en la página web del OR.

Para la revisión del estudio de conexión simplificado, se debe enviar por medio del sistema de trámite en línea de cada OR, adjuntando la documentación requerida en el Artículo 14 de CREG 174 de 2021.

c). Etapa de verificación técnica de la documentación

Posterior a la presentación, el OR entregara la viabilidad teniendo en cuenta los tiempos estipulados en el anexo 5 de la CREG 174 de 2021, su aprobación tiene una vigencia de seis (6) meses para AGPE entre 100KW y 1MW y 1 o 2 años para AGGE menos a 5MW.

En tal caso que el estudio de conexión sea no aprobado, deben iniciar el proceso de subsanación o aclaración con los tiempos establecidos en el anexo 5 de la CREG 174 de 2021.

d). Pruebas y conexión

Antes de hacer la conexión se deben realizar pruebas asegurando el funcionamiento del sistema AGPE, dado el caso se registre alguna falla el OR no podrá conectar el sistema AGPE hasta estar solucionada, lo anterior, mediante un plan de pruebas que será coordinado entre las dos partes.

El OR tiene la facultad de verificar las condiciones de conexión en cualquier momento y de este modo garantizar lo establecido en el contrato. En consecuencia, si el OR identifica incumplimientos podrá deshabilitar la conexión hasta que se repare la irregularidad.

4.3 CONDICIONES Y SISTEMAS DE MEDICIÓN PARA LOS SISTEMAS AGPE y GD.

Por el cual se dispone de unas condiciones y un sistema de medición para los autogeneradores a pequeña escala (AGPE) y los generadores distribuidos (GD) según lo siguiente:

1. Los sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) que entreguen excedentes deben cumplir con los requisitos establecidos en el código de medida para las fronteras de generación, resaltando la instalación de un medidor bidireccional, para que se registre de manera independiente el flujo de energía eléctrica en las dos direcciones⁵³, se presentan algunas excepciones del código de medida para los sistemas AGPE, según Artículo 13 de la resolución CREG 030:

1.1. CREG 038 de 2014 - Artículo 13: Debe contar con un medidor de respaldo (Ver Anexo 6).

⁵³ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. CREG 038. (20, marzo, 2014). Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes. En: Diario Oficial. Marzo, 2014. p.1-65.

1.2. CREG 038 de 2014 -Artículo 23: Verificación inicial por parte del representante de frontera, ver Anexo 7.

1.3. CREG 038 de 2014: 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.

2. Sistema de generación distribuida (GD):

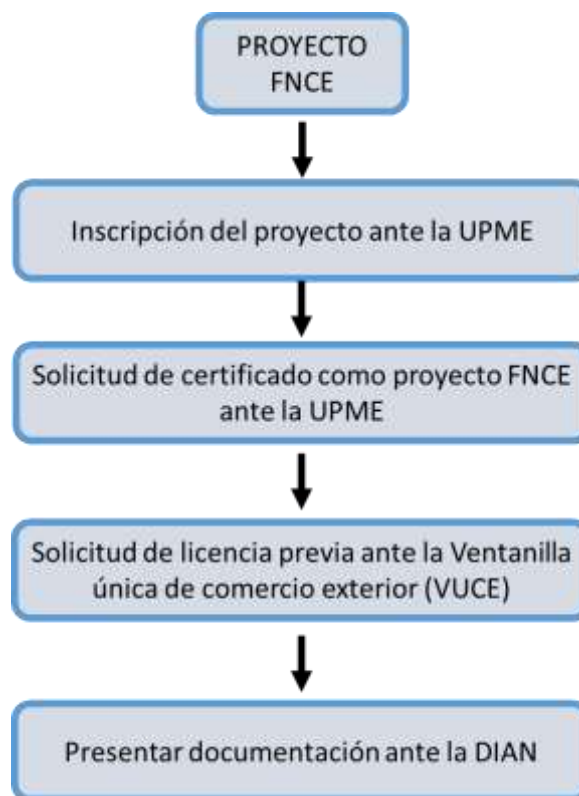
Los generadores distribuidos deben cumplir con el código de medida incluyendo los artículos 13 y 23 de la resolución CREG 038.

METODOLOGÍA PARA RECIBIR LOS INCENTIVOS TRIBUTARIOS DE LA LEY 1715

Para aplicar a los beneficios tributarios que estipula la Ley 1715, el usuario debe gestionar ante la UPME un certificado donde avale el proyecto como merecedor de los incentivos referenciados, en los artículos 11, 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014. Una vez obtenido este certificado se debe radicar en la ventanilla única de comercio exterior y la DIAN.

En la Figura 3, se presenta un diagrama con los pasos a seguir para lograr los incentivos tributarios:

Figura 3. Etapas para lograr los incentivos tributarios de la LEY 1715 de 2014



4.4 INSCRIPCIÓN DEL PROYECTO ANTE LA UPME

Como primer paso se debe inscribir el proyecto ante la UPME, teniendo en cuenta las siguientes resoluciones:

- Resolución UPME 520 de 2007, se establece el registro de proyectos de generación.
- Resolución UPME 638 de 2007, modifica el registro de proyectos de generación.
- Resolución UPME 143 de 2016, modifica el registro de proyectos de generación, incluyendo, el proceso para el registro de los proyectos de generación a partir de fuentes no convencionales de energía.

El artículo tercero de la Resolución UPME 143 de 2016, dispone que el registro de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales debe entregar lo siguiente al realizar el registro:

- Para proyectos menores a 1MW, se diligenciará el formato del Anexo 2 de la Resolución UPME 143 de 2016.
- Para proyectos mayores a 1MW, se diligenciará el formato del Anexo 1 de la Resolución UPME 143 de 2016.

A partir de la resolución UPME 638 de 2007, el proceso para el registro de los proyectos en mención se divide en tres fases, determinadas por el avance del proyecto y cuentan con unos períodos de vigencia. La Tabla 7 presenta estas fases.

Tabla 7. Fases de registro de proyectos de generación de energía eléctrica en la UPME

Fase	Vigencia	Alcance
Primera	Dos (2) años	Etapa de prefactibilidad del proyecto
Segunda	Un (1) año	Etapa de factibilidad del proyecto
Tercera	Un (1) año, o hasta el inicio de la construcción, si esta ocurre primero.	Etapa, diseño definitivo y cronograma de ejecución.

Por medio del portal de la UPME, inscripción de proyectos de generación eléctrica, se debe realizar el registro de los proyectos de generación y adjuntar los documentos solicitados, teniendo en cuenta la fase seleccionada.⁵⁴

⁵⁴ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. [Sitio Web]. Enlace para registro de proyectos ante la UPME. Bogotá: UPME. [Consulta 15 de febrero 2021]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Registro.aspx>

4.4.1 Primera fase. Teniendo en cuenta lo descrito en el Artículo 1 de la Resolución UPME 638 de 2007, se deben presentar la siguiente información:

- Formato de Fase 1 - Anexo 2 Resolución UPME 143 de 2016, diligenciado según tipo de proyecto.
- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio.
- Constancia de finalización de estudios de prefactibilidad, expedida por la empresa que adelantó los diferentes estudios.
- Resumen del estudio de prefactibilidad.
- Copia de la carta con radicado del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial o la Corporación Autónoma Regional respectiva, en donde el promotor solicita a dichas entidades si el proyecto requiere de diagnóstico ambiental de alternativas o estudio de impacto ambiental o no requiere ninguno de ellos.
- Mapa de localización del proyecto.

4.4.2 Segunda Fase. Teniendo en cuenta lo descrito en el Artículo 1 de la Resolución UPME 638 de 2007, se deben presentar la siguiente información:

- Formato Fase 2 y formato de características específicas, Anexo 2 de Resolución UPME 638 de 2007, según el tipo de proyecto.
- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio.
- Constancia de finalización de estudios de factibilidad, expedida por la empresa que adelanto los diferentes estudios.
- Resumen del estudio de factibilidad indicando los diseños asociados a la factibilidad.
- Auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial o Corporación Autónoma Regional respectiva, decide sobre la alternativa presentada en el diagnóstico ambiental de

alternativas o estudio de impacto ambiental o establece que el proyecto no requiere licencia ambiental.

- Información respecto a posible esquema financiero, en donde se especifique posible participación en la financiación del proyecto tanto de banca local como extranjera.
- Información respecto a posible esquema empresarial, en donde se especifique propietarios y porcentajes de las empresas participantes en el proyecto.
- Información respecto a opciones de compra de terrenos, en donde se especifique si se tiene reporte catastral y dueños de los predios.

4.4.3 Tercera Fase. Teniendo en cuenta lo descrito en el Artículo 1 de la Resolución UPME 638 de 2007, se deben presentar la siguiente información:

- Formatos de Fase 3 y de Características Específicas - Anexo 3 de Resolución UPME 638 de 2007, diligenciados según tipo de proyecto.
- Certificado vigente de constitución y gerencia de la entidad promotora ante la Cámara de Comercio.
- Licencia Ambiental expedida o auto o acto administrativo mediante el cual la autoridad ambiental, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial o Corporación Autónoma Regional respectiva, decide que el proyecto no requiere licencia ambiental.
- Cronograma de ejecución del proyecto.
- Información respecto a esquema financiero definitivo, en donde se especifique la participación en la financiación del proyecto tanto de banca local como extranjera.
- Esquema empresarial definitivo, en donde se especifique propietarios y porcentajes de las empresas participantes en el proyecto.
- Concepto de aprobación de la conexión a la red, emitido por la UPME.
- Constancia por parte de empresa de ingeniería en donde se indique que han finalizado los diseños del proyecto.
- Para los proyectos térmicos, cualquiera sea la tecnología, se deberá adjuntar el esquema y cantidades de compra de combustible.

- Diseños definitivos del proyecto

4.5 PROCEDIMIENTO PARA LA SOLICITUD DE CERTIFICACIÓN ANTE LA UPME

Para obtener los incentivos tributarios expuestos en la Ley 1715 de 2014, los usuarios deben obtener una certificación por parte de la UPME, para lo cual se debe seguir los requisitos y procedimientos establecidos en la Resolución UPME 203 de 2020. A continuación, se presentan los pasos a seguir.

4.5.1 Presentación de la propuesta del proyecto. En primera instancia se debe radicar una solicitud ante la UPME a través del correo electrónico incentivosEEFNCE@upme.gov.co, para que sea evaluada si es susceptible de los beneficios tributarios, para lo cual deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Entregar el formato no 1, en archivo editable debidamente diligenciado y firmado por los solicitantes, en este formato encontrara información de los solicitantes, y el proyecto.^{55 56}
- Entregar el formato no 2, en archivo editable debidamente diligenciado y firmado por los solicitantes, el cual incluye la descripción general del proyecto.^{57 58}
- Entregar el formato no 3, en archivo editable debidamente diligenciado y firmado por los solicitantes, el cual incluye la información con respecto a los bienes referentes a

⁵⁵ Ver anexos: Formato 1. Solicitud para incentivos en proyectos de FNCE

⁵⁶ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 203. (03 de septiembre 2020). Por lo cual se establecen los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios en inversiones en investigación, desarrollo o producción de energía a partir de fuentes no convencionales de Energía -FNCE. En: Diario Oficial y deroga. Septiembre, 2020. p. 5.

⁵⁷ *Ibíd.*, p. 5.

⁵⁸ Ver anexos: Formato 2. Generalidades del proyecto de FNCE.

la solicitud, los cuales deben ser acordes al Anexo 1 de la Resolución UPME 203 de 2020.^{59 60}

- Entregar los catálogos, planos de detalle si aplican y fichas técnicas, donde incluyan especificaciones técnicas de los elementos, equipos y maquinaria relacionados en el formato no 3.⁶¹
- Entregar el formato no 4, en archivo editable debidamente diligenciado y firmado por los solicitantes, el cual incluye información con respecto a los servicios, los cuales deben ser acordes al Anexo 1 de la Resolución 203 de 2020.^{62 63}
- Entregar copia de las ofertas y contratos de los servicios relacionados en el formato no 4.
- “Para proyectos de generación de electricidad con energía solar con una capacidad menor o igual a 10kW y que ya estén conectados por el operador de red, solamente se deberán entregar los formatos No. 1, 2, 3 y 4 debidamente diligenciados y copia de la aprobación expedida por el operador de red en la que conste que el sistema ya se encuentra conectado”.⁶⁴
- El proyecto debe estar inscrito ante la UPME, como proyecto de generación de energía, este procedimiento no aplica para: i) proyectos diferentes a la generación eléctrica, ii) proyectos de generación eléctrica de capacidad menor o igual a 1 MW, iii) proyectos de generación eléctrica que se encuentren en etapa de medición y iv) proyectos de generación eléctrica que se encuentren en etapa de construcción u operación comercial.⁶⁵

⁵⁹ Ver anexos: Formato 3. Especificaciones de Elementos, equipos, y/o maquinaria

⁶⁰ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 203. (03, septiembre, 2020). Por lo cual se establecen los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios en inversiones en investigación, desarrollo o producción de energía a partir de fuentes no convencionales de Energía - FNCE. En: Diario Oficial y deroga. Septiembre, 2020. p. 5.

⁶¹ *Ibíd.*, p. 5.

⁶² *Ibíd.*, p. 5.

⁶³ Ver anexos: Formato 4. Especificaciones de servicios

⁶⁴ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 203. (03, septiembre, 2020). Por lo cual se establecen los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios en inversiones en investigación, desarrollo o producción de energía a partir de fuentes no convencionales de Energía - FNCE. En: Diario Oficial y deroga. septiembre, 2020. p.5.

⁶⁵ *Ibíd.*, p. 6.

- Anexar pago ante la UPME, para evaluación de proyectos a partir de fuentes no convencionales de energía.

4.5.2 Revisión de la completitud de la solicitud. La UPME en un plazo no mayor de 10 días hábiles siguientes a la fecha de presentación de la propuesta, revisará la documentación presentada por el solicitante, y dará respuesta si la documentación se encuentra completa, incompleta, o rechazada. Igualmente, por una sola vez, la UPME informará por correo electrónico la información que no cumple con los requisitos en el Artículo 4 de la Resolución UPME 203 de 2020 y el plazo para levantar la no conformidad, la cual debe ser aclarada o complementada.⁶⁶

Una propuesta rechazada puede ocurrir por dos eventos: “(i) aquella solicitud cuyo proyecto objeto de evaluación no se enmarca en los numerales 16 y 17 del Artículo 5 de la Ley 1715 de 2014 y el Anexo No. 1 de la Resolución UPME 203 de 2020, o (ii) cuando una solicitud que fue declarada como incompleta, continúe sin cumplir con los requisitos, a pesar de que el solicitante haya allegado alguna información”.⁶⁷

4.5.3 Evaluación de la propuesta de proyecto. La evaluación iniciará una vez la revisión se encuentre completa. La UPME tendrá un plazo máximo de 35 días calendario, una vez le sea informado al solicitante la completitud de la solicitud.

Durante el plazo de la evaluación, la UPME podrá solicitar por una sola vez información aclaratoria, implicando la congelación del tiempo de evaluación hasta que sean resueltas las respectivas aclaraciones.⁶⁸

⁶⁶ *Ibíd.*, p. 7.

⁶⁷ *Ibíd.*, p. 7.

⁶⁸ *Ibíd.*, p. 7.

4.5.4 Resultado de la evaluación. La UPME informará al solicitante si la solicitud fue favorable o desfavorable, por medio de un correo electrónico y consignará las razones de la decisión.

Se debe tener en cuenta la vigencia de esta certificación: La exclusión de IVA y exención de derechos arancelarios, tendrá una vigencia de dos (2) años, contados a partir de la fecha de su emisión y la deducción de renta, tendrá una vigencia por un período no mayor de quince (15) años, contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión.⁶⁹

4.6 REGISTRO EN LA VENTANILLA UNICA DE COMERCIO EXTERIOR (VUCE)

Una vez se obtenga el certificado por parte de la UPME, se debe realizar el registro y solicitud de la licencia previa ante la VUCE, y presentar en la DIAN con 15 días antes a la importación de equipos, y con este trámite quedaría efectivo el incentivo de la exclusión del IVA, e impuesto arancel.

Para el incentivo de la reducción de renta, se debe presentar como soporte los certificados expedidos, una vez se gestionen cada año las declaraciones de renta.⁷⁰

⁶⁹ *Ibíd.*, p. 7.

⁷⁰ CARDONA DÍAZ, Juan Sebastián. Análisis de la aplicación de los incentivos que ofrece la Ley 1715 del 2014 por la utilización de fuentes no convencionales de energía renovable. Trabajo de grado Maestría en Ingeniería Civil. Bogotá D.C.: Universidad de los Andes. Ingeniería Civil y Ambiental.2017. 131p.

5. CONCLUSIONES

El propósito central de la monografía es la realización de una guía para que un usuario considere todos los aspectos a tener en cuenta si quiere instalar un sistema fotovoltaico. Para su elaboración, se revisó la regulación establecida actualmente en Colombia para la instalación de un sistema fotovoltaico en el sistema de distribución local (SDL).

Para la revisión de tema regulatorio las fuentes principales son las leyes expedidas por el Gobierno Nacional y las resoluciones relacionadas con estas leyes que han sido establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Unidad de Planeación Minero Energética. Con relación a la parte técnica, se revisaron algunos de los informes publicados por la UPME.

Con base en esta revisión, se organizó de forma secuencial un procedimiento general en donde se establecen los tiempos y los requisitos para solicitar la implementación de un sistema fotovoltaico en el sistema de distribución local (SDL).

Como aspectos relevantes de la monografía se destacan los siguientes:

- Se propone un procedimiento que establece cada uno de los pasos a seguir (anexos 1 y 2) para instalar un sistema fotovoltaico a un sistema de distribución local y que incluye: las condiciones para la integración, la solicitud de disponibilidad, la conexión al sistema, el contrato de conexión y respaldo, y por último las pruebas al sistema. Este procedimiento define en cada caso los requisitos según corresponda a un sistema de GD, de AGPE o de AGGE. El procedimiento también hace énfasis en los derechos y deberes entre las dos partes (usuario-operador de red), garantizando la correcta ejecución del proyecto técnica y regulatoriamente.

- También se resumen los aspectos novedosos de la Ley 2099 de 2021 (Ley de Transición Energética), la cual modifica y complementa la Ley 1715 de 2014, estableciendo los instrumentos legales y técnicos para el uso e implementación de los sistemas de energía solar fotovoltaica. De igual forma amplía el alcance de la Ley 1715 a otras fuentes de energía eléctrica con recursos renovables para que en el país se diversifiquen los recursos energéticos, para garantizar un servicio de energía eléctrica “limpia y asequible” en todo el territorio colombiano.
- De la revisión de las estadísticas de la UPME (Tabla 1), se observa que el primer aumento representativo en la instalación de sistemas de generación fotovoltaica se da en el año 2019, después de haberse publicado la resolución CREG 030 del 2018. Por lo cual se puede decir que entre mayores incentivos se tengan y se regulen los procedimientos, mayor va ser la respuesta de instalación de sistemas de generación con fuentes de energía renovables no convencionales.
- En Colombia aún no ha sido representativa la inclusión de los sistemas de generación fotovoltaicos en comparación al porcentaje de inclusión en otros países. Sin embargo, se observa un incremento representativo en los proyectos registrados ante la UPME, los cuales representan una potencia instalada de 11,659 GW. La integración de estos sistemas de generación de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional, representará alrededor de un 65% de la capacidad efectiva de generación instalada actualmente en Colombia. Esta diversificación de la matriz energética en el país requerirá de un acompañamiento tanto técnico como regulatorio en los proyectos a gran escala, y será un avance en el compromiso adquirido en el COP 21, donde Colombia se comprometió en reducir las emisiones de gases por efecto invernadero en un 30% para el año 2030.
- Por otra parte, la resolución CREG 199 de 2019, relacionada con el cobro de la potencia reactiva (no activa), está generando una serie de inconformidades en usuarios residenciales, comerciales e industriales que han instalado sistemas

fotovoltaicos y actualmente encuentran en sus facturas mensuales cobros por consumir o suministrar energía reactiva. Esta situación debe ser analizada considerando factores como: a) las características de la electrónica de potencia utilizada para inyectar la energía desde los paneles fotovoltaicos, b) las características de la carga utilizada por el usuario y c) los métodos de medición de energía reactiva de los medidores bidireccionales que se están instalando en estos puntos de frontera. Esto permitirá mantener la dinámica de penetración de energía solar fotovoltaica en los sistemas de distribución de baja tensión.

- Finalmente, otro aspecto a analizar es el impacto de la expedición de la resolución CREG 101 001 del 2022, relacionada con los sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), con los cuales se espera impulsar aún más la integración de las fuentes renovables no convencionales de energía en el sistema eléctrico colombiano y permitirá establecer formas novedosas para la gestión eficiente y racional de la energía eléctrica.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA –IEA–. Energía solar fotovoltaica. [En Línea]. IEA. Informe de seguimiento. Noviembre de 2021. [Consultado el: enero de 2022]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/solar-pv>

CARDONA DÍAZ, Juan Sebastián. Análisis de la aplicación de los incentivos que ofrece la Ley 1715 del 2014 por la utilización de fuentes no convencionales de energía renovable. Trabajo de grado Maestría en Ingeniería Civil. Bogotá D.C.: Universidad de los Andes. Ingeniería Civil y Ambiental.2017. 131p.

COLOMBIA. EL CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 1715. (13, mayo, 2014). “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético Nacional”. En: Diario Oficial. Mayo, 2014. Nro. 49150. p. 1-12.

COLOMBIA. EL CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 1955. (25, mayo, 2019). Por el cual se expide el plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 "Pacto por Colombia, pacto por la equidad". En: Diario Oficial. Mayo, 2019. Nro. 50964. p.1-147.

COLOMBIA. EL CONGRESO DE COLOMBIA. Ley 2099. (10, julio, 2021). Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la creación económica del país y se dictan otras disposiciones. En: Diario Oficial. Julio, 2021. p. 1-25.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. CREG 030. (26, febrero, 2018). Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. En: Diario Oficial. Febrero, 2018. p. 1-27.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 2143. (04, noviembre, 2015). “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014”. En: Diario Oficial. Noviembre, 2015. p. 1-8.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto No 348. (01, marzo, 2017). “Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de exceden”. En: Diario Oficial. Marzo, 2017. p. 1-3.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. CREG 038. (20, marzo, 2014). Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes. En: Diario Oficial. Marzo, 2014. p. 1-65.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. CREG 101 001. (18, enero, 2022). Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN. En: Diario Oficial. Enero, 2022. p. 1-34.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 174. (07, octubre, 2021). Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. En: Diario Oficial. Octubre, 2021. p. 1-67.

COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 2106. (22, noviembre, 2019). Por el cual se dictan normas para simplificar, suprimir y reformar trámites, procesos y procedimientos innecesarios existentes en la administración pública. En: Diario Oficial. Noviembre, 2019. Nro. 51145. p. 1-57.

CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. El Acuerdo de París. [En Línea]. Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 12 de diciembre de 2015. [Consultado 10 de febrero de 2022]. Disponible en: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>

CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO. ¿Qué es el acuerdo de París? [En Línea]. Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 12 de diciembre de 2015. [Consultado el: julio de 2021]. Disponible en: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>

COUCHOUD GREGORI, Milagros. Detección y medida de niveles de CO₂ en la atmosfera. Principales Consecuencias. [En Línea]. Revista del Colegio Oficial de Físicos. 2004, pp. 6-11. [Recha de consulta: julio de 2021]. Disponible en: https://www.cofis.es/pdf/fys/fys15/fys15_6-11.pdf.

ESCUADERO, Antonio. La revolución industrial una nueva era. Madrid: Grupo Anaya. 2009. ISBN: 978-84-667-8675-1.

GÓMEZ JIMÉNEZ, David y SANZ OLIVA, Jorge. La política energética en Estados Unidos en la actualidad. Boletín Económico ICE, Información Comercial Española – *BICE*–, abril de 2019, pp. 85-98. ISSN-e: 2340-8804.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY –IEA–. History From oil security to steering the world toward secure and sustainable energy transitions. [Online]. IEA. 2015. [Consulted in: July 2021]. Disponible en: <https://www.iea.org/about/history>

JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN. El recorrido de la Energía en Castilla León: Historia del Petróleo. [En Línea]. 2017. [Fecha de consulta: julio de 2021]. Disponible en: <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/historia-petroleo.html>

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. Lineamientos de Política de Cambio Climático. [En Línea]. Departamento Nacional de Planeación. Bogotá D.C., junio 16 2002. [Consultado el: julio 2021]. Disponible en: https://www.preventionweb.net/files/21403_15719lineamientospoliticanacionalca.pdf

NACIONES UNIDAS. Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo. [En Línea]. CNUMAD. Cumbre de Johannesburgo. 26 de agosto al 04 de septiembre de 2002. [Consultado el: julio 2021]. Disponible en: <https://www.un.org/spanish/conferences/wssd/unced.html>.

NACIONES UNIDAS. Convención Marco sobre el Cambio Climático. [En Línea]. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 02 de junio de 1995. [Consultado el: julio 2021]. Disponible en: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/spanish/cop1/g9561658.pdf>

REVISTA SEMANA. Historia de las crisis del petróleo. [En Línea]. Semana. [Fecha de consulta: julio de 2021]. Disponible en: <https://www.semana.com/negocios/articulo/historia-tesis-del-petroleo/28163/>.

SCOTT, Richard. The History of the international Energy Agency. Major Policies and Actions. Paris, France: Ed. International Energy Agency. Volumen II. 1994. [Consultado el: julio de 2021]. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/3d2118d4-db47-40ad-ada5-3facda90c53e/2ieahistory.pdf>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Atlas de Radiación Solar en Colombia. [En Línea]. UPME. 2005. [Consultado el: julio 2021]. Disponible en: http://www.upme.gov.co/Atlas_Radiacion.htm.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Boletín estadístico de Minas y Energía 2016-2020. [En Línea]. UPME. 2020. [Consultado el: enero de 2022]. Disponible en: http://www1.upme.gov.co/PromocionSector/SeccionesInteres/Documents/Boletines/Boletin_Estadistico_2018.pdf

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Informe de Registro de Proyectos de Generación (corte a enero 31 del 2022). [En Línea]. UPME y Ministerio de Minas y Energía. Enero 31 de 2022. [Consultado el: febrero de 2022]. Disponible en: http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2022/Registro_Enero_2022.pdf

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA –UPME–. Registro de Proyectos de Generación (31 agosto de 2016). [En Línea]. UPME. Agosto 31 de 2016. [Consultado el: febrero de 2022]. Disponible en: http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2016/Registro_Proyectos_Generacion_Ago2016.pdf

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. [Sitio Web]. Enlace para registro de proyectos ante la UPME. Bogotá: UPME. [Consulta 15 de febrero 2021]. Disponible en: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Registro.aspx>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 203. (03 de septiembre 2020). Por lo cual se establecen los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios en inversiones en investigación, desarrollo o

producción de energía a partir de fuentes no convencionales de Energía -FNCE. En: Diario Oficial y deroga. Septiembre, 2020. p. 5.

UPME. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 143. (10, marzo, 2016). “Por lo cual se modifica el artículo quinto y se adicionan artículos y anexos a la resolución UPME 0520 de octubre 09 de 2007 por medio de la cual se establece el Registro de proyectos de Generación y se toman otras disposiciones”. En: Diario Oficial. Marzo, 2016. p. 1-26.

UPME. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 203. (03, septiembre, 2020). Por lo cual se establecen los requisitos y el procedimiento para acceder a los beneficios tributarios en inversiones en investigación, desarrollo o producción de energía a partir de fuentes no convencionales de Energía -FNCE. En: Diario Oficial y deroga. Septiembre, 2020. p. 1-31.

UPME. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 281. (5, junio, 2015). “Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala”. En: Diario Oficial. Junio, 2015. p. 1-2.

UPME. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA. Resolución No 45. (4, febrero, 2016). “Por la cual se establecen los procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los Proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014, y se toman otras determinaciones”. En: Diario Oficial. Febrero, 2016. Nro. 49.776, p. 1-8.

XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS SAESP. Capacidad efectiva por tipo de generación. [En Línea]. PARATEC. Marzo de 2022. [Consultado el: abril 13 2022]. Disponible en: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

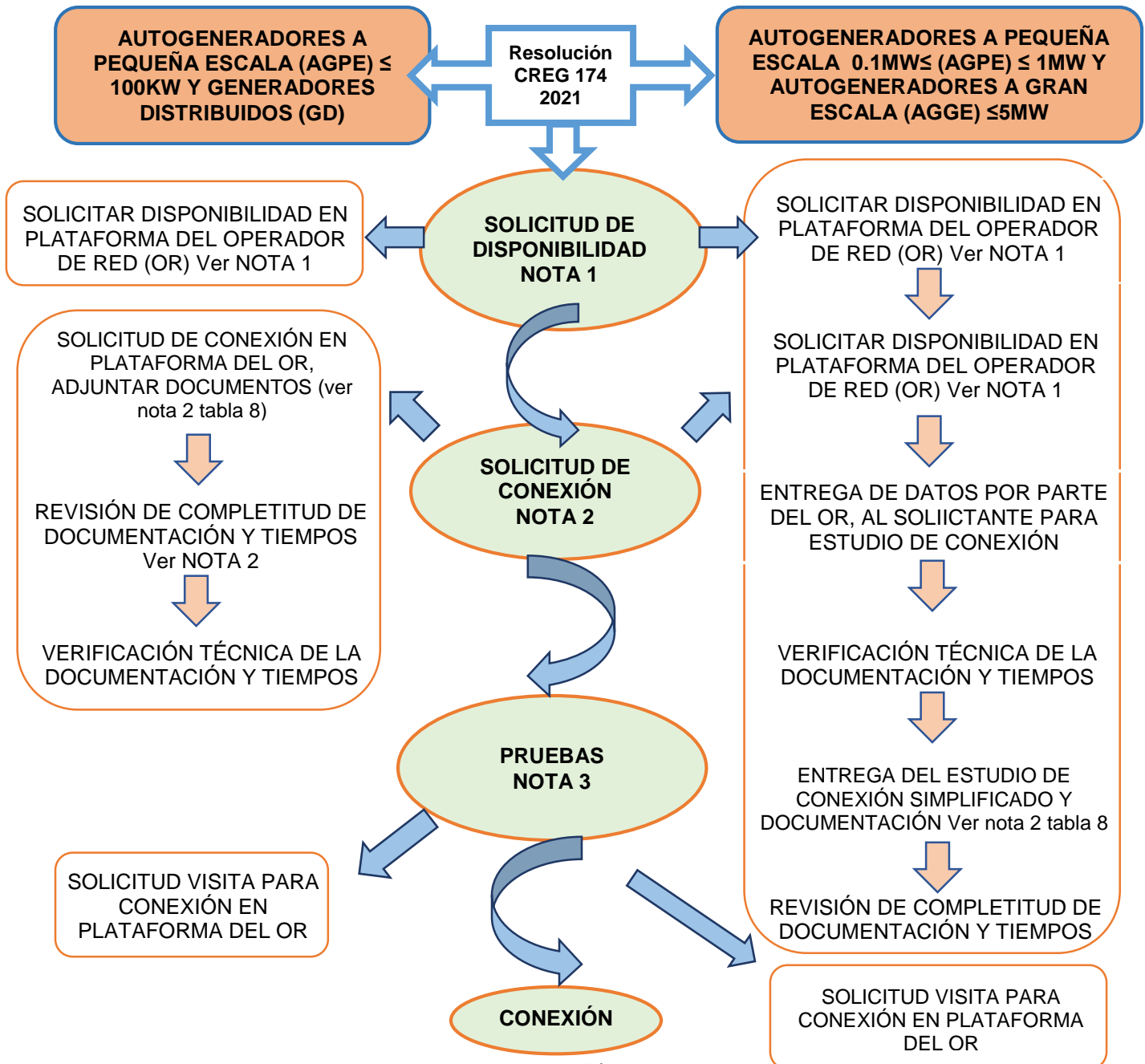
ZILLMAN, John W. Historia de las actividades en torno al clima. [En Línea]. Organización Meteorológica Mundial. Boletín de la OMM 58 (3), Julio de 2009, pp. 141-150. [Consultado 10 de agosto de 2021]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/217343878.pdf>

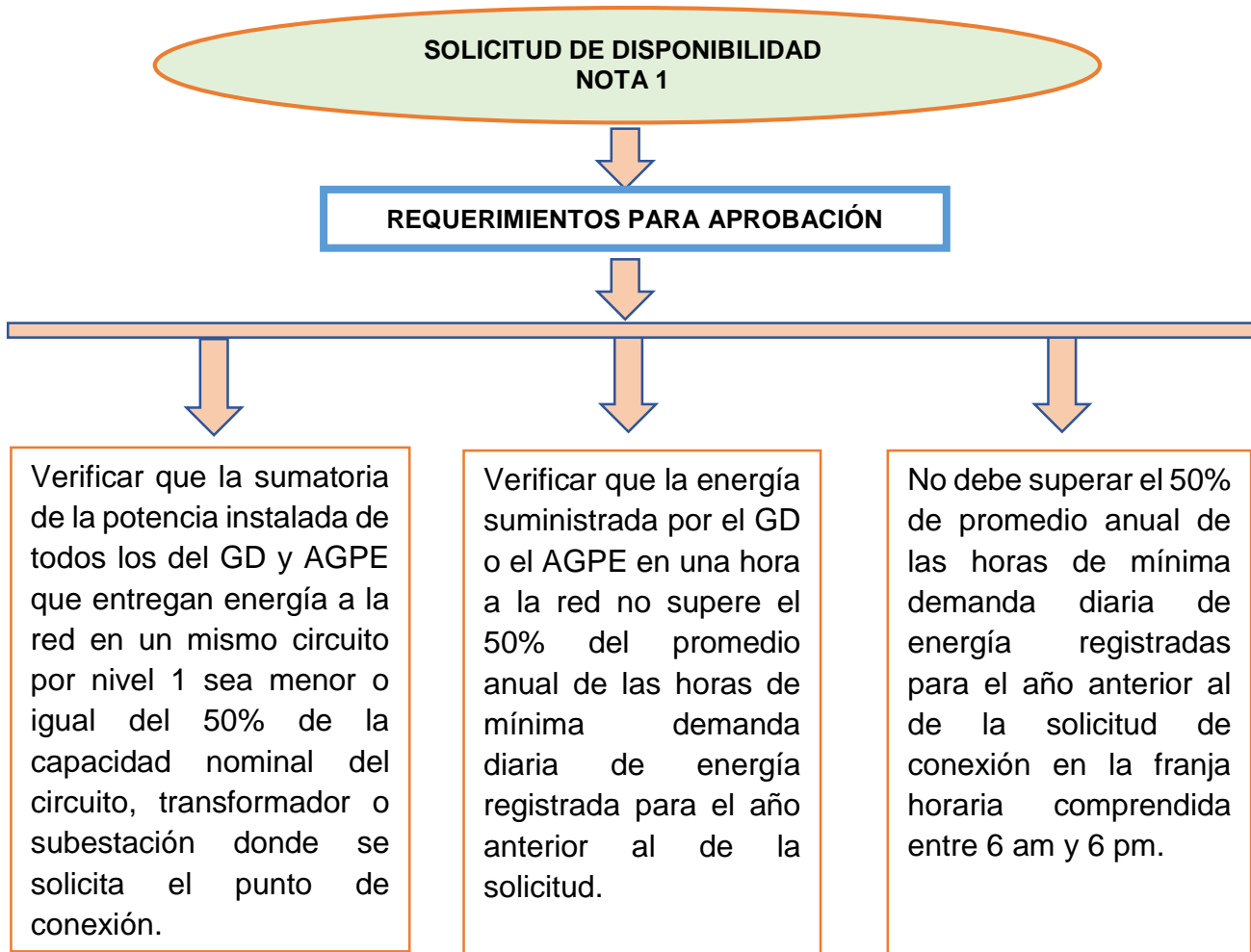
ANEXOS

ANEXO A. GUÍA PARA LA CONEXIÓN DE LOS SISEMAS FOTOVOLTAICOS

A continuación, se presenta un resumen general que categoriza el tipo de procedimiento según sea GD, AGPE o AGGE, este diagrama incluye el proceso desde la solicitud de disponibilidad, conexión, las pruebas, documentación requerida, tiempos de revisión y verificación para la instalación de un sistema fotovoltaico.

METODOLOGÍA PARA LA CONEXIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS





COLORES PARA LÍMITES DEL OPERADOR DE RED EN PLATAFORMA

✓ 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 al 50%.

**SOLICITUD DE CONEXIÓN
NOTA 2**



REQUISITOS DE DOCUMENTACIÓN EN PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN



Tabla A1. Requisitos de documentación de los procedimientos de conexión

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

Notas:
 (1) La condición de entrega o no de energía a la red aplica para autogeneradores. El GD siempre entrega energía a la red conforme a su actividad económica.
 (2) Corresponde a la potencia máxima declarada para el AGGE.
 (3) Solo en el caso de usar inversores para conexión a red. De lo contrario, NO aplica.

Fuente: Resolución CREG 174 de 2021, Artículo 14, tabla 1

Tabla A2. Descripción documentos de la tabla A1

TIPO	Descripción de documento
A	Estudio de conexión simplificado
B	Formulario de conexión simplificado
C	Certificado de capacitación o experiencia en la instalación tipo
D	Manual de los dispositivos que controlan la no inyección de energía a la red
E	Archivo de la consulta de la disponibilidad de red en el punto de conexión
F	Certificado de conformidad de inversores definidos en el formulario de conexión simplificado.
G	Diagramas unifilares, esquema de protecciones y conexión a tierra, Documento con distancia de seguridad

Fuente: Resolución CREG 174 de 2021, Artículo 14 tabla 2

NOTA 3 PRUEBAS

PRUEBAS ESTABLECIDAS RESOLUCIÓN CREG 174 2021, ARTICULO 12

(AGPE Y GD) \leq
10KW

Inspección visual o de verificación de los parámetros declarados.

Inspección visual o de verificación de la configuración del sistema de inversores (si los tiene).

Inspección visual o de verificación del esquema de protecciones.

10KW \leq (AGPE Y GD) \leq
100KW

El OR realizará una inspección visual o de verificación de los parámetros declarados,

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.

100KW \leq (AGPE Y GD) \leq
1MW
AGGE \leq 5MW

Los AGPE, AGGE o los GD deberán cumplir con el Acuerdo de Protecciones, según estudio de conexión aprobado

Inspecciones visuales en sitio al momento de energización y/o las pruebas a realizar

Los AGGE y los GD deben declarar su programa de generación de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995.

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.

TIEMPOS

TIEMPOS DE REVISIÓN SEGÚN RESOLUCIÓN CREG 174 2021, ANEXO 5

Tabla A3. Tiempos de revisión de la completitud de la información

Condición (1)	Tipo	Capacidad instalada o nominal (CI)	Tiempo de revisión del OR	Tiempo de subsanación del solicitante	Tiempo de revisión del OR luego de subsanación
Entregan energía a la red	AGPE	CI > 100 kW	5	5	5
	GD				
	AGGE	CI ≤ 100 kW	2	5	2
	AGPE				
No entregan energía a la red	AGPE	CI ≤ 1 MW	2	5	2
	AGGE	Cualquier capacidad			

Notas
 (1) La condición de entregan o no energía a la red aplica para autogeneradores. El GD siempre entrega energía a la red pues es su actividad económica.
 (2) Corresponde a la potencia máxima declarada para el AGGE

Fuente: Resolución CREG 174 de 2021, Anexo 5, tabla 3

Tabla A4. Tiempos en verificación técnica de documentación

Condición (1)	Tipo	Capacidad Instalada o nominal (CI) o por conexión en nivel de tensión	Tiempo de revisión del OR	Tiempo de subsanación del solicitante	Tiempo de revisión del OR luego de subsanación
Entregan energía a la red	AGPE	NT 2 o 3	10	10	5
	GD				
	AGGE	NT 1	5	5	5
	AGPE				
No entregan energía a la red	AGPE	100 kW < CI ≤ 1 MW	10	10	5
		10 kW ≤ CI ≤ 100 kW	5	5	3
		CI < 10 kW	3	5	2
	AGGE	Cualquier capacidad	10	10	5

Notas:
 (1) La condición de entrega o no de energía a la red aplica para autogeneradores. El GD siempre entrega energía a la red pues es su actividad económica.

Fuente: Resolución CREG 174 de 2021, Anexo 5, tabla 4

ANEXO B. LISTA DE CHEQUEO PARA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL).

La lista de chequeo muestra el procedimiento sobre el cual un usuario verifica los requisitos que debe presentar con la anotación cumple (C), no cumple (NC) o no aplica (NA) según sea el caso para la implementación de un sistema fotovoltaico, de igual forma presenta los tiempos de respuesta sobre los cuales el operador de red debe responder, así como los argumentos ante un rechazo de una solicitud.

Lista de chequeo para la implementación de un sistema fotovoltaico en el sistema de distribución local (SDL), basado en la normatividad vigente en Colombia basados en el procedimiento								
I. Procedimientos para la conexión de sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) y generadores distribuidos (GD) al STR o SDL								
Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada menor o igual a 0.1 MW y GD.								
PASO 1. SOLICITUD DE DISPONIBILIDAD								
El usuario debe verificar y solicitar la disponibilidad por medio de la página WEB de cada operador de red, donde el OR debe disponer de la información suficiente para que un potencial AGPE o GD, pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 5 de la CREG 030, y continuar con la solicitud de conexión.								
Artículo o Referencia	Actividad	ítem	Requisito	C	NC	NA	Observación	
Creg 174 Art 6	Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1.	1.1	El solicitante debe verificar en la página web, la disponibilidad de la red a la cual desee conectarse. *Nota1					
		Los AGPE que suministren energía a la red están sujetos a la aplicación de los límites descritos en los ítems 1.2-1.3-1.4.						
		1.2	Verificar que la potencia instalada del GD o AGPE sea menor o igual de 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación.					
		1.3	Verificar que la energía suministrada por el GD o AGPE en una hora a la red no supere el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registrada para el año anterior al de la solicitud.					
		1.4	Adicional al ítem inmediatamente anterior, que no supere el 50% en la franja horaria de las 6am y 6pm.					
			En tal caso de no cumplir alguno de los ítems 1.2, 1.3, 1.4 se debe realizar el procedimiento de conexión descrito en el artículo 17 diferenciando las condiciones a solicitar según el tamaño del potencial AGPE o GD, los costos y gastos que se ocasionen para aumentar la capacidad de la red, para cumplir los estándares técnicos, serán cubiertos por el solicitante y podrán ser incluidos en el contrato de conexión.					

Lista de chequeo para la implementación de un sistema fotovoltaico en el sistema de distribución local (SDL), basado en la normatividad vigente en Colombia basados en el procedimiento

PASO 2. SOLICITUD DE CONEXIÓN

Una vez se verifica y se solicita la disponibilidad, se continúa con la solicitud de conexión, el encargado del sistema de GD o de AGPE debe diligenciar el formulario de solicitud de conexión simplificada en la página web del OR. Anexando la documentación requerida

Artículo O Referencia	ACTIVIDAD	Observación	C	NC	NA	Observación
CREG resolución 174 Art 14; anexo 5	Diligenciar información general contemplada en el formulario de solicitud de conexión en la página de cada operador de red (OR)	Tipo de Generación				
		Información del cliente				
		Información del inmueble				
		Tipo de tecnología utilizada				
		Información de la tecnología de generación de energía (aplica para generación basada en inversores):				
		Información de la tecnología de generación de energía NO basada en inversores				
		Datos del punto de conexión				
		Protección Anti-isla (Describa las características de la protección a instalar)				
		Información del sistema de medición				
		Proyecciones de energía generada y consumida (kWh-mes)				
	Adjuntar anexos del formulario de solicitud de conexión	Memorias de cálculo y selección de sistema de medida				
		Formulario de conexión simplificado				
		Certificado de capacitación o experiencia de la instalación tipo				
		Consulta de la disponibilidad de la red				
		Certificado de conformidad de inversores definidos en el formulario de conexión simplificado.				
		Diagramas unifilares				
		Esquema de protecciones y conexión a tierra				
		Documento con distancia de seguridad				
	PLAZO	El usuario que no exporte energía a la red, deberá incluir manual de los dispositivos que controlan la no inyección de energía a la red.				
		El OR dispone de 5 días hábiles contados a partir del recibido de la solicitud para emitir respuesta de la completitud de información. Después de emitir respuesta de la completitud de información, se continuará a la verificación técnica de documentación y el plazo se encuentra estipulado en el anexo 5 de la resolución CREG 174				
	APROBACIÓN	De ser aprobada la conexión, en la respuesta deben detallar las condiciones de conexión				
	RECHAZO	En caso que la solicitud sea rechazada, el OR debe justificar el rechazo con fundamentos normativos o técnicos que lo soporten, y deberá recomendar con precisión los requisitos que deben ser cumplidos para otorgar la conexión				
	VIGENCIA	La vigencia de la aprobación es de seis meses, transcurrido este período sin que el usuario de haya conectado, por causas no imputables al prestador de servicio, el OR actualizará la información de la red con la disponibilidad liberada, y el solicitante solo podrá solicitar una nueva solicitud a partir del séptimo mes siguiente al de expiración de la capacidad aprobada				
		La vigencia de la aprobación es de seis meses,				

Lista de chequeo para la implementación de un sistema fotovoltaico en el sistema de distribución local (SDL), basado en la normatividad vigente en Colombia basados en el procedimiento								
PASO 3. PRUEBAS DEL SISTEMA								
Artículo Ó Referencia	ACTIVIDAD	Observación			C	NC	NA	Observación
Creg resolución 174 Art 12; anexo 5	Programación Primera vista	Cuando el solicitante esté listo para entrar a operar, se deberá realizar la solicitud de entrada en operación mediante el sistema de trámite en línea, el OR tendrá un plazo de cinco (5) días hábiles para las respectivas pruebas, las cuales tendrán en cuenta las reglas del literal b, ordinales i, ii, y iii del Artículo 12 de la CREG 174 de 2021, y literal c del mismo artículo.						
	Documentación a presentar en visita	Certificación de conformidad con el RETIE.						
		Certificado de conformidad de producto del sistema de medición.						
		Certificados de calibración del sistema de medición.						
	Segunda Visita	En caso que se requieran ajustes el OR deberá detallar los requerimientos y programar una nueva visita de prueba 7 días hábiles siguientes a la primera visita.						
Tercera o más visitas	Si el resultado de la segunda visita no es satisfactorio, el OR detallará la razón y programará visitas adicionales a costo del usuario.							
PASO 4. CONEXIÓN DEL SISTEMA								
Creg resolución 174 Art 12; anexo 5	Puesta en servicio	Luego de verificar parámetros y efectuadas las pruebas, el OR dispondrá de (2) dos días hábiles para efectuar la conexión						
PASO 5. CONTRATO DE CONEXIÓN								
Creg resolución 174 Art 16	CONTRATO	El plazo para la firma del contrato es de 15 días hábiles, contados a partir de la fecha de inicio de vigencia de aprobación de la conexión conforme al artículo 15 de la resolución Creg 174 del 2021.						
Procedimiento simplificado para la conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada mayor o igual a 0.1 MW y menor o igual a 1MW								
PASO 1. SOLICITUD DE DISPONIBILIDAD								
El usuario debe verificar y solicitar la disponibilidad por medio de la página WEB de cada operador de red, donde el OR debe disponer de la información suficiente para que un potencial AGPE o GD, pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 5 de la Creg 030, y continuar con la solicitud de conexión.								
Artículo o Referencia	ACTIVIDAD	ítem	Requisito	C	NC	NA	Observación	
Creg 174 Art 6	Estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1.	1.1	El solicitante debe verificar en la página web, la disponibilidad de la red a la cual desee conectarse.					
		Los AGPE que suministren energía a la red están sujetos a la aplicación de los límites descritos en los ítems 1.2-1.3-1.4.						
		1.2	Verificar que la potencia instalada del GD o AGPE sea menor o igual de 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación.					
		1.3	Verificar que la energía suministrada por el GD o AGPE en una hora a la red no supere el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registrada para el año anterior al de la solicitud.					
		1.4	Adicional al ítem inmediatamente anterior, que no supere el 50% en la franja horaria de las 6am y 6pm.					

Lista de chequeo para la implementación de un sistema fotovoltaico en el sistema de distribución local (SDL), basado en la normatividad vigente en Colombia basados en el procedimiento						
		En tal caso de no cumplir alguno de los ítems 1.2, 1.3, 1.4 se debe realizar el procedimiento de conexión descrito en el artículo 17 diferenciando las condiciones a solicitar según el tamaño del potencial AGPE o GD, los costos y gastos que se ocasionen para aumentar la capacidad de la red, para cumplir los estándares técnicos, serán cubiertos por el solicitante y podrán ser incluidos en el contrato de conexión				
PASO 2. SOLICITUD DE CONEXIÓN						
Una vez se verifica y se solicita la disponibilidad, se continúa con la solicitud de conexión, el encargado del sistema de GD o de AGPE debe diligenciar el formulario de solicitud de conexión simplificada en la página web del OR. Anexando la documentación requerida						
Artículo o Referencia	ACTIVIDAD	Observación	C	NC	NA	Observación
Creg resolución 174 Art 14 ; anexo 5	Diligenciamient o solicitud de conexión	Realizar la solicitud de conexión al OR en el sistema de trámite en línea, adjuntando la disponibilidad de red para el punto de conexión y el formulario de solicitud de conexión.				
		Una vez realizada la solicitud, el OR tendrá un plazo de cinco (5) días hábiles para entregar la documentación necesaria, a través del sistema de trámite en línea, al AGPE, AGGE o GD para realizar el estudio de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la CREG 174 del 2021, si el usuario lo requiere podrá solicitar información adicional.				
	El AGPE debe elaborar un estudio de conexión simplificado teniendo en cuenta el formato publicado por la CREG					
	El AGPE, el AGGE o el GD tendrá un plazo de cinco (5) meses para realizar el estudio de conexión simplificado, una vez sea entregada la información por parte del OR.					
	ITEMS PARA ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICAD O	1.1. Resumen Ejecutivo.				
		1.1.1. Descripción general del proyecto.				
		1.1.2. Fecha de entrega del proyecto.				
		1.1.3. Potencia máxima de generación.				
		1.1.4. Número de unidades.				
		1.1.5. Parámetros eléctricos del generador y transformador.				
		1.1.6. Ubicación geográfica del proyecto y de la instalación.				
		1.1.7. Parámetros eléctricos de los paneles e inversores.				
		1.1.8. Información adicional necesaria para el correcto funcionamiento.				
		1.2. Objetivos y alcance.				
		1.3. Metodología.				
		1.3.1. Criterios técnicos de calidad, seguridad y confiabilidad.				
		1.3.2. Límites de potencia.				
		1.3.3. Descripción de análisis a realizar.				
		1.3.4. Calculo teórico de la energía anual producida por el proyecto.				
		1.4. Resultados de los análisis eléctricos.				
1.4.1 Flujo de carga AC en estado estable (Sistema desbalanceado).						
1.4.2 Flujo de carga AC en estado estable ante contingencia (Sistema desbalanceado).						
1.4.3. Análisis de pérdidas						
1.4.4. Análisis de cortocircuito (monofásico y trifásico)						
1.4.5. Análisis de calidad de la potencia.						
1.5. Análisis de coordinación de protecciones.						
1.6. Conclusiones y recomendaciones.						
	Disponibilidad					

Lista de chequeo para la implementación de un sistema fotovoltaico en el sistema de distribución local (SDL), basado en la normatividad vigente en Colombia basados en el procedimiento						
Creg resolución 174 Art 14 ; anexo 5	Adjuntar anexos del formulario de solicitud de conexión	Estudio de conexión simplificado				
		Formulario de conexión simplificado				
		Certificado de capacitación o experiencia de la instalación tipo				
		Consulta de la disponibilidad de la red				
		Certificado de conformidad de inversores definidos en el formulario de conexión simplificado.				
		Diagramas unifilares				
		Esquema de protecciones y conexión a tierra				
		Documento con distancia de seguridad				
		El usuario que no exporte energía a la red, deberá incluir manual de los dispositivos que controlan la no inyección de energía a la red.				
		Estudio de conexión simplificado				
		Diagrama Unifilar.				
		Memorias de cálculo y selección del sistema de medida.				
		Esquema de protecciones de voltaje y frecuencia del punto de conexión.				
		El tipo de conexión a tierra tanto para la tecnología de generación como para punto de conexión.				
Especificaciones técnicas de inversores y paneles solares (si aplica).						
Plazos Revisión documentación y estudio de conexión	Los plazos del OR, están especificados en la Creg resolución 174 del 2021, en anexo 5					
APROBACIÓN	De ser aprobada la conexión, en la respuesta deben detallar las condiciones de conexión.					
RECHAZO	En caso que la solicitud sea rechazada, el OR debe justificar el rechazo con fundamentos normativos o técnicos que lo soporten, y deberá recomendar con precisión los requisitos que deben ser cumplidos para otorgar la conexión.					
VIGENCIA	Una vigencia de seis (6) meses para AGPE entre 100KW y 1MW y 1 o 2 años para AGGE menos a 5MW.					
PASO 3. PRUEBAS DEL SISTEMA						
Artículo O Referencia	ACTIVIDAD	Observación	C	NC	NA	Observación
Creg resolución 174 Art 12 ; anexo 5	Programación Primera vista	Cuando el solicitante esté listo para entrar a operar, se deberá realizar la solicitud de entrada en operación mediante el sistema de trámite en línea, el OR tendrá un plazo de cinco (5) días hábiles para las respectivas pruebas, las cuales tendrán en cuenta las reglas del literal b, ordinales i, ii, y iii del Artículo 12 de la CREG 174 de 2021, y literal c del mismo artículo.				
	Documentación a presentar en visita	Certificación de conformidad con el RETIE.				
		Certificado de conformidad de producto del sistema de medición.				
		Certificados de calibración del sistema de medición.				
Segunda Visita	En caso que se requieran ajustes el OR deberá detallar los requerimientos y programar una nueva visita de prueba 7 días hábiles siguientes a la primera visita					
Tercera o más visitas	Si el resultado de la segunda visita no es satisfactorio, el OR detallará la razón y programará visitas adicionales a costo del usuario.					

Lista de chequeo para la implementación de un sistema fotovoltaico en el sistema de distribución local (SDL), basado en la normatividad vigente en Colombia basados en el procedimiento

PASO 4. CONEXIÓN DEL SISTEMA

Creg resolución 174 Art 12 ; anexo 5	Puesta en servicio	Luego de verificar parámetros y efectuadas las pruebas, el OR dispondrá de (2) dos días hábiles para efectuar la conexión				
---	-------------------------------	---	--	--	--	--

PASO 5. CONTRATO DE CONEXIÓN

Creg resolución 174 Art 16	CONTRATO	El plazo para la firma del contrato es de 15 días hábiles, contados a partir de la fecha de inicio de vigencia de aprobación de la conexión conforme al artículo 15 de la resolución Creg 174 del 2021				
---	-----------------	--	--	--	--	--

ANEXO C. FORMATO 1, SOLICITUD PARA INCENTIVOS EN PROYECTOS DE FNCE.

Para solicitar incentivos a la inversión de proyectos FNCE, debe diligenciarse y presentarse ante la UPME el formato 1, en donde se debe incluir información general y específica como la etapa en la que se encuentra el proyecto, el tipo de incentivo al cual desea aplicar, el valor total en COP entre otros.

Haga clic aquí antes de diligenciar el Formato 1.		Fecha de elaboración: Septiembre 2020	
		Versión 1	
FORMATO 1			
FORMATO ÚNICO DE SOLICITUD PARA INCENTIVOS A LA INVERSIÓN EN PROYECTOS DE FNCE			
(CAPÍTULO III DE LA LEY 1715 DE 2014)			
1. SOLICITANTES			
1.1 Solicitante Principal		1.2 Solicitante Secundario	
Nombre o razón social		Nombre o razón social	
Sector productivo		Sector productivo	
Código CIU		Código CIU	
Rol		Rol	
C.C ó NIT		C.C ó NIT	
Departamento		Departamento	
Municipio		Municipio	
Dirección		Dirección	
Teléfono		Teléfono	
Nombre del Representante Legal (R.L)		Nombre del Representante Legal (R.L)	
C.C o C.E Representante Legal		C.C o C.E Representante Legal	
correo electrónico de notificación		correo electrónico de notificación	
CONTACTO		CONTACTO	
Nombre de la persona de contacto		Nombre de la persona de contacto	
Teléfono de la persona de contacto		Teléfono de la persona de contacto	
Correo Electrónico persona de contacto		Correo Electrónico persona de contacto	
2. NOMBRE DEL PROYECTO DE FNCE			
3. ETAPA DEL PROYECTO EN FNCE (Marque con una X)			
Preinversión	<input type="checkbox"/>	Inversión	<input type="checkbox"/>
Operación		<input type="checkbox"/>	
4. INFORMACIÓN DE REGISTRO DEL PROYECTO			
Número de radicado del registro del proyecto expedido por la UPME (Si aplica)			
5. INCENTIVOS A LOS CUALES APLICA (Marque con una X)			
Exclusión de IVA	<input type="checkbox"/>	Exención de Arancel	<input type="checkbox"/>
Deducción de Renta		<input type="checkbox"/>	
6. LUGAR DE UBICACIÓN DE LA INVERSIÓN			
Departamento		Municipio	
7. VALOR DE LA INVERSIÓN OBJETO DEL BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS			
Valor total en COP			
8. DECLARACIÓN			
Con la presente solicitud declaro que toda la información suministrada con miras a obtener la certificación que permita acceder a los incentivos establecidos en la Ley 1715 de 2014 por inversiones en proyectos de FNCE, es veraz y me hago responsable por ella. Así mismo, autorizo a la UPME para que de conformidad con el artículo 67 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, notifique todas las actuaciones surtidas en desarrollo del trámite al correo electrónico de notificaciones informado en el presente documento.			
_____ Firma del R.L. del solicitante principal C.C / C.E		_____ Firma del R.L. del solicitante secundario C.C / C.E	

ANEXO D. FORMATO 2, GENERALIDADES DEL PROYECTO FNCE.

Para solicitar incentivos a la inversión de proyectos FNCE, debe diligenciarse y presentarse ante la UPME el formato 2, en donde se debe incluir información técnica como el tipo de proyecto, tecnología, área, ubicación, capacidad instalada, datos de conexión, tiempos de inicio y fin de la obra entre otros.

Haga clic aquí antes de diligenciar el		Fecha de elaboración: Septiembre 2020			
		Versión 1			
FORMATO 2					
GENERALIDADES DEL PROYECTO DE FNCE					
(CAPÍTULO III DE LA LEY 1715 DE 2014)					
1. INFORMACIÓN GENERAL DEL PROYECTO DE FNCE					
Nombre del proyecto					
Sector donde se realizará el proyec:					
Tipo de proyecto		Generación Eléctrica		Diferente a la Generación Eléctrica	
Tipo de generador					
Tipo de FNCE (Ley 1715 de 2014)					
Recurso Energético		<i>Relacionar Cual</i>			
Tecnología i i i i		Otra		<i>Relacionar Cual</i>	
Ubicación		Departamento			
		Municipio			
		Zona (Marcar con X)	SIN		ZNI
2. INFORMACIÓN TÉCNICA					
Datos técnicos i i		Área del Proyecto (m2)			
		Capacidad Instalada (kW)			
		Energía Generada (kWh/año)			
		Vida útil del proyecto (años)			
		Eficiencia de la planta (%)			
		Factor de Planta (%)			
Datos de Conexión		¿Se conectará a la red? (Marcar con X)		SI	NO
		Nivel de tensión (kV)			
		Nombre del Operador de Red			
3. PERIODO DE EJECUCIÓN					
Periodo de Ejecución		Fecha estimada de inicio de construcción		<i>Día/mes/año</i>	
		Fecha estimada de entrada en operación		<i>Día/mes/año</i>	
4. INFORMACIÓN ECONÓMICA					
Datos Económicos		Costo total del proyecto antes de IVA (COP)			
		IVA del proyecto (COP)			
		Costo de generación sin el proyecto (COP/kWh)			
5. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO					
i i <i>Máximo 400 palabras</i>					
6. OBSERVACIONES					
1) En caso de ser un proyecto en ZNI, deberán ampliar información de la ubicación (archivo en Excel) donde se presente: Departamento, Municipio, Veredas, No. Usuarios / Viviendas beneficiadas por vereda, Coordenadas.					

ANEXO E. FORMATO 3. ESPECIFICACIONES DE ELEMENTOS, EQUIPOS Y/O MAQUINARIA.

Este formato, el usuario debe incluir la maquinaria y equipos que se utilizaran en el proyecto y que son susceptibles de posibles beneficios tributarios de acuerdo a la normatividad vigente.

El usuario puede consultar que equipos o maquinarias tienen estos beneficios en el siguiente enlace.

<https://importacionescarga.dian.gov.co/WebArancel/DefMenuConsultas.faces>

Haga clic aquí antes de diligenciar

Fecha de elaboración: Septiembre 2020

Versión 1

FORMATO 3 FORMATO DE ESPECIFICACIONES DE ELEMENTOS, EQUIPOS Y/O MAQUINARIA (CAPÍTULO III DE LA LEY 1715 DE 2014)											
Nombre del Elemento/Equipo/Maquinaria	Subpartida arancelaria	Cantidad	Unidad de Medida	Marca	Modelo / Referencia	Normas técnicas	Fabricante	Proveedor	Función	Valor total en COP (Sin incluir IVA)	Valor IVA en COP

ANEXO F. CREG 038 DE 2014 – ARTÍCULO 13: MEDIDORES DE RESPALDO.

Las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras de los puntos de medición tipos 1 y 2 deben contar con un medidor de respaldo para las mediciones de energía activa y de energía reactiva. Para la medición de energía reactiva, el medidor puede estar integrado con el de energía activa.

El medidor de respaldo debe operar permanentemente y tener las mismas características técnicas del principal, según las disposiciones contenidas en la presente resolución. La conexión de los medidores de respaldo debe realizarse de tal forma que estos elementos reciban las mismas señales de tensión y de corriente del principal, además la configuración del sistema de comunicaciones debe permitir la interrogación de forma separada del medidor de respaldo y del principal.

Las características técnicas de los medidores de respaldo deben ser incluidas en el formato de que trata el numeral 3 del artículo 4 de la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Para los puntos de medición indicados en este artículo y que aún no dispongan del medidor de respaldo en los términos antes señalados, el representante de la frontera debe asegurar la instalación los medidores y/o la realización de las adecuaciones correspondientes dentro de los 24 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Parágrafo. Los representantes de las fronteras asociadas a puntos de medición a los cuales no les es exigida la instalación de medidores de respaldo pueden instalar este tipo de medidores, para lo cual deben cumplir los requisitos establecidos en este Código para el medidor principal, de respaldo y de energía reactiva.

ANEXO G. CREG 038 DE 2014 - ARTÍCULO 13: VERIFICACIÓN INICIAL DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.

El sistema de medición de cada frontera comercial debe ser verificado por el RF antes de su puesta en servicio con el propósito de certificar su conformidad con lo establecido en la presente resolución. La verificación debe realizarse siguiendo el procedimiento técnico señalado en el artículo 24 de este Código.

Los resultados de la verificación deben consignarse en un informe, cuyo contenido será definido por el CAC según en el artículo siguiente, suscrito por un profesional calificado para realizar la revisión y por el representante legal del RF o a quien este haya delegado. Este informe debe reposar en la hoja de vida del sistema de medición de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la presente resolución.

Además de la verificación realizada por el RF, para las fronteras de generación, las fronteras comerciales conectadas al STN y las fronteras con puntos de medición tipos 1 y 2 el sistema de medición debe ser sometido a una verificación por parte de una de las firmas de las que trata el artículo 25 de este Código.

El resultado de la verificación debe certificar la conformidad del sistema de medición y el informe suscrito debe reposar en la hoja de vida, de conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la presente resolución.

El informe de verificación suscrito por el representante de la frontera y la evaluación de la firma de verificación certifican la conformidad del sistema de medición de la frontera comercial con los requisitos de este Código.

De requerirse la presencia del OR o el Transmisor Nacional para la ejecución de las verificaciones a los sistemas de medición, se debe seguir el procedimiento establecido

en los artículos 47 y 48 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Los costos de la verificación serán asumidos por el representante de la frontera o el propietario de los equipos según acuerden las partes.

Cuando se presente el cambio del representante de una frontera existente, el nuevo representante de la frontera debe realizar la verificación de que trata este artículo y su resultado debe incluirse en la hoja de vida del sistema de medición de la frontera comercial. El cambio de RF debe seguir lo señalado en la Resolución CREG 157 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

En este caso, no se requiere de la verificación de la firma del artículo 25 de este Código.

Parágrafo 1. A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, la certificación de que trata numeral 4 del artículo 4 de la Resolución CREG 157 de 2011 corresponde a los informes de verificación del RF y el de la firma de verificación, de que trata este artículo, siempre que en ellos se certifique el cumplimiento de este Código.

Parágrafo 2. Para las fronteras comerciales con reporte al ASIC existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, se debe realizar la verificación de que trata este artículo únicamente por los representantes de estas fronteras dentro de los 12 meses siguientes a la entrada en vigencia de este acto.

El representante de la frontera dispone de 12 meses adicionales para asegurar la realización de las adecuaciones, remplazos o cambios necesarios para el cumplimiento de este Código.

El RF debe consolidar los resultados de las verificaciones en un informe, dentro del mes siguiente al vencimiento del plazo del primer inciso de este parágrafo, publicarlo en su

página web y enviarlo a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, para lo de su competencia.

En el caso de las fronteras sin reporte al ASIC, existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, la verificación debe ser ejecutada, por el representante de la frontera, en el momento en que se realice una modificación o remplazo de alguno de los elementos del sistema de medición.