

Procedimiento de revisión de diseños AGPE de la empresa ENEL-CODENSA

Angy Paola Galvis Santamaria

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Ingeniera Electricista

Director:

Manuel José Ortiz Rangel

Ingeniero Electricista, Esp. ST&P, MIE.

Codirector:

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Ingeniero Electricista, PhD.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga, 2022

Dedicatoria

Dedicó esta tesis de grado a Dios ser supremo que me dio el don de la vida, la inteligencia y el valor para afrontar cada uno de los retos que trae consigo el tránsito de la vida.

A mi abuelo Adolfo Galvis, que desde el cielo me motiva a seguir adelante, creciendo en mi ámbito personal y profesional.

A mis padres, Hernando Galvis y Carolina Santamaría, quienes siempre han estado presente para apoyarme y guiarme con su amor incondicional, me han enseñado que los obstáculos que hemos vivido nos fortalecen cada día. A mis hermanos Sonia, Isabella y Jhon quienes siempre me han apoyado moralmente, sus palabras han sido aliento y fortaleza.

A Sandra mi prima y ángel de la tierra, te agradezco por todo el apoyo y el cariño que me brindas. A mi amigo y compañero incondicional Sergio Murillo, por estar siempre presente en esos momentos de logros y dificultades por darme esa esa voz de aliento y reconocimiento.

A mis colegas de la universidad, Cristian Alfonso, Erick Davey, Diana Paola y Danna, por haber hecho de la universidad una experiencia agradable.

De igual forma agradezco a mi director Manuel José y Oscar Quiroga por el apoyo y motivación brindada en este proceso tan importante para mi vida profesional.

Agradecimientos

EL proyecto que se plasma en estas líneas se realizó en modalidad de trabajo de grado como práctica empresarial celebrado entre la universidad industrial de Santander y la empresa Enel-Codensa, quienes me permitieron aplicar mis conocimientos y explorar el mundo laboral, oportunidad que me dio firmeza en mi carrera profesional.

Angy Paola Galvis Santamaria

Resumen

Título: Procedimiento de revisión de diseños AGPE de la empresa ENEL-CODENSA*

Autor: Angy Paola Galvis Santamaria**

Palabras clave: Autogeneración de energía, energía renovable, AGPE, Enel-Codensa, CREG 174 de 2021.

Descripción: En el presente trabajo de grado se analiza el procedimiento de revisión y validación de proyectos AGPE presentados por terceros a la empresa ENEL-CODENSA. El procedimiento actual basado en la resolución CREG 030 es comparado con las nuevas exigencias dadas en la Res CREG 174 de 2021 y se proponen nuevas guías para los usuarios solicitantes, e instructivos para el área encargado dentro de ENEL-CODENSA ajustados a la nueva resolución.

En el desarrollo del trabajo de grado se utilizó la metodología de investigación bibliográfica y para alcanzar los objetivos mencionados, se utiliza un tipo de estudio exploratorio (piloto o formulativo). Los resultados muestran que los principales cambios introducidos en la Resolución CREG 174 de 2021 están orientados a regularizar las entregas de excedentes, que han ido en aumento por parte de los autogeneradores.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.
Director: Manuel José Ortiz Rangel. Codirector: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

Abstract

Title: ENEL-CODENSA's AGPE design review procedure*.

Author: Angy Paola Galvis Santamaria**

Keywords: Self-generation of energy, renewable energy, AGPE, Enel-Codensa, CREG 174 of 2021.

Description: In this degree work, the review and validation procedure of AGPE projects submitted by third parties to ENEL-CODENSA is analyzed. The current procedure based on Resolution CREG 030 is compared with the new requirements given in Resolution CREG 174 of 2021 and new guidelines are proposed for the requesting users, and instructions for the area in charge within ENEL-CODENSA adjusted to the new resolution.

In the development of the degree work, the bibliographic research methodology was used and in order to achieve the mentioned objectives, an exploratory type of study (pilot or formulaic) is used. The results show that the main changes introduced in Resolution CREG 174 of 2021 are aimed at regularizing surplus deliveries, which have been increasing by self-generators.

* Bachelor project

** Faculty of Physicomechanics Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering (E3T). Manuel José Ortiz Rangel. Codirector: Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga

CONTENIDO

	Pág.
Resumen.....	4
Abstract.....	5
Introducción	13
1. Problema de investigación	15
1.1. Descripción de la situación problema	15
1.2. Pregunta de investigación.....	16
2. Objetivos.....	17
2.1. Objetivo General	17
2.2. Objetivos específicos.....	17
3. Justificación	17
4. Marco Referencial.....	19
4.1. Marco Teórico	19
4.1.1. FNCER - Fuentes No Convencionales de Energía Renovable	19
4.2. Marco Legal, Normativo y Reglamentario	21
4.2.1. Normativa y reglamentación nacional para el sector energético	21
4.2.2. Resolución CREG 030 de 2018	23
4.2.3. Resolución CREG 174 de 2021	28
4.3. Estado del Arte.....	39

5. Marco Metodológico.....	41
5.1. Tipo de investigación:	41
5.2. Estructura metodológica.....	42
5.3. Instrumentos de Investigación.....	43
5.4. Descripción de las actividades	43
5.4.1. Observación de campo.....	43
5.4.2. Revisión bibliográfica (aprovechamiento).....	44
5.4.3. Comparación de procedimientos y regulación.....	44
5.4.4. Identificación de requerimientos y regulaciones	44
5.4.5. Definir herramientas de revisión de proyectos	44
6. Procedimiento actual de la empresa ENEL-CODENSA relacionado con la presentación de proyectos AGPE.....	45
6.1. Cambios entre la resolución CREG 030 de 2018 y la resolución CREG 174 de 2021..	50
7. Elaborar guía de presentación de proyectos de conexión AGPE, basado en la Resolución CREG 174 de 2021 para la empresa ENEL-CODENSA y los usuarios.....	53
8. Definir el procedimiento de revisión de proyectos de conexión AGPE, en el cual se incluirá la elaboración de instructivo interno y lista de verificación, donde se involucren los requisitos y los criterios mínimos para la aprobación de los mismos.	55
8.1. Expectativa de proyectos AGPE aprobados con ENEL-CODENSA con respecto al nuevo procedimiento.....	58
Conclusiones	62

Referencias..... 65

Apéndices..... 70

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Marco legal, normativo y reglamentario.....	21
Tabla 2. Requisitos de documentación en procedimientos de conexión	31
Tabla 3. Descripción de documentación.....	31
Tabla 4. Definición de valores de ecuación 5.	34
Tabla 5. Definición de valores de las ecuaciones 6 a 9.	36
Tabla 6. Estado del arte del tema investigado.....	39
Tabla 7. Requisitos documentales para conexión AGPE.....	47
Tabla 8. Comparativo requisito actual con respecto al requisito anterior.....	51
Tabla 9. Requisitos técnicos para la validación de proyectos de conexión AGPE.....	55
Tabla 10. Detalles e ítems (variables) a revisar con los proyectos de conexión AGPE	57

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Procedimiento para conexión AGPE $\leq 100\text{kW}$	46
Figura 2. Procedimiento para conexión AGPE $\leq 1\text{MW}$	49
Figura 3. Guía practica para usuarios que presentan proyectos de conexión AGPE.....	54
Figura 4 Proyecciones conexión AGPE 2022-2025	59
Figura 5. Proyectos AGPE aprobados y rechazados, por parte del operador ENEL-CODENSA	60

Lista de ecuaciones

	Pág.
Ecuación 1. Límite de potencia a instalar según Resolución CREG 030	24
Ecuación 2. Entrega máxima de un sistema AGPE	24
Ecuación 3. AGPE capacidad instalada menor a 0,1MW.....	27
Ecuación 4. AGPE con capacidad instalada mayor a 0,1MW	27
Ecuación 5. Calculo de energía entregada al Operador de Red	34
Ecuación 6. AGPE que utiliza FNCER con capacidad ≤ 100 kW, que aplica crédito de energía	35
Ecuación 7. AGPE que utiliza FNCER con capacidad >100 kW y ≤ 1.000 kW (1 MW) que aplica crédito de energía.....	35
Ecuación 8. AGPE que utiliza o no utiliza FNCER y que el precio de venta es el pactado y que no aplica crédito de energía:	36
Ecuación 9. AGPE que no utiliza FNCER y que el precio de venta es el precio de bolsa:	36

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Guía completa de solicitudes de conexión CREG 174 de 2021	70
Apéndice B. Check-list para revisión interna de proyectos de conexión AGPE.....	81

Introducción

Con este trabajo de grado, se busca identificar el procedimiento actual con el que cuenta la empresa ENEL-CODENSA para que usuarios naturales y empresariales, puedan solicitar la presentación de proyectos de conexión AGPE, a fin de identificar el procedimiento actual de la empresa ENEL-CODENSA acorde a la resolución 174 de 2021; reduciendo así el tiempo de respuesta de solicitudes y rechazos de estas. Entendiéndose que esta última regulación, hace una precisión en la definición de sistemas AGPE, ya que muestra la capacidad nominativa de una planta o unidad generadora correspondiente al valor de la placa mecánicamente vinculada a la máquina rotativa y facilitando la cuantificación del valor a pagar ante el Operador de Red-OR por el respaldo suministrado (Fenés y Energía Estratégica, 2021).

Con esto, el propósito corresponde a elaborar guías e instructivos según el siguiente orden: Primero, la realización de la guía de presentación de proyectos de conexión AGPE, basados en la regulación expresa de la Resolución CREG 174 de 2021 para la empresa ENEL-CODENSA y sus usuarios (Resolución 174 de 2021). Segundo, realizar un instructivo que, a manera de lista de verificación donde se especifique el procedimiento para revisar los proyectos de conexión AGPE y, que involucre los requisitos y los criterios mínimos para la aprobación de estos mismos, dentro de la jurisdicción de la empresa que corresponde al departamento de Cundinamarca-Colombia. Con todo esto, se pretende identificar el procedimiento actual de la empresa ENEL-CODENSA relacionado con la presentación de proyectos AGPE mostrando los principales cambios entre la Resolución de la CREG 030 de 2018 y la Resolución CREG 174 de 2021, que para efectos de la Resolución 174 de 2021 da margen de 5 días hábiles para su respuesta (rechazo o aprobación), de la solicitud por parte del Operador de Red Regional.

En este sentido, este proyecto es una guía que se ajusta a las resoluciones CREG, sobre cómo, los usuarios del orden nacional pueden acceder a los sistemas de conexión AGPE, con la autorización de su operador de red en su diseño e implementación. También identifica el procedimiento actual de la empresa ENEL-CODENSA relacionado con la presentación de proyectos AGPE mostrando los principales cambios entre la resolución CREG 030 de 2018 con respecto a la CREG 174 de 2021 para ajustar la revisión de proyectos de una manera óptima, cumpliendo con los tiempos de respuesta establecidos por la CREG.

De acuerdo con esto, se procede a realizar una guía y lista de verificación para agilizar los procesos de validación, que sirva para la formación profesional del tesista, pero, a su vez, a la empresa ENEL-CODENSA para contar con las herramientas para la recepción de proyectos AGPE, asimismo, una guía de presentación de proyectos de conexión AGPE, basado en la Resolución CREG 174 de 2021, y por último, el procedimiento de revisión de proyectos de conexión AGPE, en el cual se incluirá la elaboración de instructivo interno y lista de verificación, donde se involucre los requisitos y criterios mínimos para la aprobación de los mismo.

1. Problema de investigación

1.1. Descripción de la situación problema

Colombia poco a poco ha venido ganando aceptación y generando cambio de conciencia hacia la implementación de energías renovables a través de proyectos energéticos sustentables. Sin embargo, estos nuevos modelos energéticos suelen enfrentarse a barreras técnicas, jurídicas, sociales y demás; especialmente cuando el país y su cultura lo ha condicionado a depender y estar ampliamente dominado por la generación de energía hidráulica, que desde el año 2011 según Proexport y XM- ISA (2011), participa con el 64.15% como la principal fuente de energía eléctrica para el país, y de hecho en el 2021 su participación ha aumentado al 68,3%, seguido por: 30,7% con generación térmica, 0,9% con cogeneración, 0,1% con eólica y 0,1% con solar (ACOLGEN, 2021). Queriendo decir que, aun cuando es bajo el porcentaje, hay nuevos actores en estas proporciones que anteriormente estaban focalizadas en la producción de energía hidráulica y térmica.

Basado en lo anterior, se han desarrollado e implementado nuevas tecnologías y sistemas, para la obtención de energía sustentable donde los reguladores, operadores y usuarios, trabajen de manera articulada para la generación de estas energías. En dicho proceso se evidencia la necesidad de cumplir con la normatividad expuesta por la CREG por parte de operadores y usuarios. en sus resoluciones 030 de 2018 y 174 de 2021, donde esta última, expone de manera actualizada el marco regulatorio para la presentación y revisión de proyectos AGPE, y en el que dicho proceso para el caso del operador de Red ENEL-CODENSA suponga una optimización de acuerdo a las disposiciones mencionadas por parte del regulador, especialmente para poder cumplir con los tiempos de respuesta establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

La entidad ha manifestado que, con respecto a las solicitudes, el 43% de ellas son rechazadas (al no cumplir con la documentación, los estudios técnicos, los tiempos de subsanación, entre otros), esto se tiene en cuenta según la información suministrada. Adicionalmente, otro aspecto a resaltar es que, al no ser el único proceso que desarrolla el área de la entidad, conlleva a un represamiento de solicitudes, lo que da como resultado que algunas solicitudes sean revisadas el cuarto día, dejando poco margen de respuesta al usuario a las modificaciones, llevando a los funcionarios responsables a cerrar el diseño, generando comentarios a la solicitud para que el usuario solicitante deba iniciar de nuevo el proceso.

1.2. Pregunta de investigación

Una vez contextualizado el problema, se identifica el siguiente interrogante de investigación: ¿Cuál es el procedimiento que genera la Resolución CREG 174 de 2021 en la revisión y validación de proyectos AGPE presentados por terceros a la empresa ENEL-CODENSA?

2. Objetivos

2.1. Objetivo General

Actualizar el procedimiento de revisión y validación de proyectos AGPE presentados por terceros a la empresa ENEL-CODENSA acorde con la Resolución 174 de 2021

2.2. Objetivos específicos

- Identificar el procedimiento actual de la empresa ENEL-CODENSA relacionado con la presentación de proyectos AGPE mostrando los principales cambios entre la resolución CREG 030 de 2018 y la Resolución CREG 174 de 2021.
- Elaborar una guía que facilite el cumplimiento de los requisitos exigidos para los proyectos de conexión AGPE, presentados por terceros al operador de red ENEL-CODENSA, según lo establecido por los requisitos de la CREG 174 de 2021.
- Definir el procedimiento de revisión, incluyendo los formatos, instructivos y el procedimiento exigible por el OR ENEL-CODENSA, para la presentación de proyectos de conexión de AGPE, indicando los tiempos de respuesta, así como los criterios y requisitos mínimos de aprobación exigidos por la CREG 174 de 2021.

3. Justificación

De manera tradicional la energía en Colombia se ha obtenido a través de centrales hidroeléctricas, en este sentido como se mencionó anteriormente y lo exponen Medina Rincón y Venegas Camargo (2018), el 70% de la electricidad en Colombia se obtiene a partir del aprovechamiento de la energía hidráulica. En la actualidad, el mercado energético es más

competitivo y abierto, lo que fomenta el desarrollo de alternativas más allá de las conexiones tradicionales con sistemas eléctricos robustos. Caso de esto son los ya mencionados sistemas autogeneradores donde se busca generar localmente el propio consumo eléctrico, promoviendo una transformación sustancial a partir del cambio en la estructura tradicional vertical de los procesos y mecanismos de comercialización de la energía eléctrica en el país.

Este proyecto, propone a partir de la revisión normativa y reglamentaria, específicamente, la Resolución CREG 174 de 2021, el procedimiento de revisión y validación de proyectos AGPE presentados por terceros a la empresa ENEL-CODENSA, con respecto a la anterior resolución CREG 030 de 2018. En la última actualización a esta reglamentación, se dan regulaciones a aspectos técnicos, comerciales y operativos a fin de integrar a la red nacional, la autogeneración a pequeña escala a personas naturales o jurídicas dentro del orden nacional.

En síntesis, este proyecto actualiza el procedimiento de revisión y validación de proyectos AGPE presentados por terceros a la empresa ENEL-CODENSA, para ajustar la revisión de proyectos de una manera óptima y poder efectuar y optimizar los tiempos de respuesta establecidos por la CREG y de acuerdo con esto realizar una guía y lista de verificación para agilizar los procesos de validación, que sirva para la formación profesional del tesista, pero, a su vez, a la empresa ENEL-CODENSA le facilita herramientas para la gestión de solicitudes de proyectos AGPE, asimismo, una guía de presentación de proyectos de conexión AGPE, y por último, el procedimiento de revisión e instructivo interno y lista de verificación, donde se involucre los requisitos y criterios mínimos para la aprobación de los mismo.

Como se mencionó en el apartado anterior, los datos ofrecidos por la entidad (del 2 de marzo al 1 de junio del presente) remitidos a la zona Sur de ENEL – CODENSA, registran un total de 109 solicitudes, de las cuales, casi la mitad de ellas fueron rechazadas, en este sentido, con este

proyecto se espera que el operador reduzca este índice al acogerse a la regulación vigente de la CREG 174 de 2021.

Así las cosas, de manera específica, el alcance del proyecto pretende lograr un impacto positivo en la empresa mencionada al conocer los cambios producto de la transición de la CREG 030 de 2018 a la CREG 174 de 2021, donde las disposiciones del regulador, conllevan a que el operador regional modifique sus plazos de recepción de documentos, validación de información técnica y tiempos de respuesta ante los usuarios que proyectan conexiones AGPE. De modo que tanto usuario como operador contarán con guías (para presentar proyectos) e instructivos (para revisión de los proyectos), a fin de ajustar los tiempos de respuesta y cantidad de solicitudes aprobadas, siempre que estas cumplan con lo establecido por el regulador. Esto último, al tener presente que la normatividad de la autogeneración es un tema en constante cambio, especialmente de la sociedad a medida que se dan nuevos desarrollos y aplicaciones, siendo allí, donde comisiones reguladoras y operadores deban actualizarse constantemente en estos aspectos y la normatividad para seguir garantizando la efectividad del SIN.

4. Marco Referencial

4.1. Marco Teórico

4.1.1. FNCER - Fuentes No Convencionales de Energía Renovable

Denominada bajo el acrónimo de FNCER, son fuentes no convencionales para la generación de energía renovables tales como los aprovechamientos hidroeléctricos, biomasa, eólica, solar, geotérmica, entre otras (Resolución 030 de 2018). Pero, al ser la solar o fotovoltaica la de mayor implementación e incidencia en Colombia, se estudiará ésta a continuación.

4.1.1.1. Energía solar y fotovoltaica. Últimamente, es de las fuentes de energía más usuales y de mayor incidencia en el mercado para unidades de vivienda y empresas donde se busque generar su propia electricidad, principalmente porque es obtenida al aprovechar la radiación electromagnética que proviene de la luz y calor emitidos por el sol (Ariza Rodríguez y Ospino Gómez, 2015). Este tipo de tecnología, la fotovoltaica, está basada en el fenómeno físico que convierte, por medio de un dispositivo (célula fotovoltaica), la radiación solar en corriente eléctrica.

Estas células, contienen semiconductores (de silicio) se ligan: el núcleo, que es una descarga positiva, con los electrones de última capa o de valencia, en síntesis, al incidir la luz solar sobre los semiconductores, los fotones suministran la energía y cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia, rompiendo los enlaces y quedando estos libres para circular por el semiconductor, lo que forma una corriente eléctrica (Díaz Corcobado y Carmona Rubio, 2010).

Al iluminarse una celda solar que está conectada a una carga, se desarrolla una diferencia de potencial que fluye desde la terminal positiva de la celda y regresará a la terminal negativa a través de la carga y la corriente. En estas condiciones, la batería actuará como generador. En buenas condiciones de radiación solar, cada celda de silicio produce aproximadamente 0,5 Vatios de Corriente Continua- V CC. Para generar voltajes más altos, se debe disponer de conexión de varias celdas en serie, como si se tratara de un módulo.

La energía debe ser aprovechada al máximo, al tener en cuenta que, cada segundo, el sol produce 4×10^{23} kilovatios de potencia. Véase de esta manera, en este breve intervalo de tiempo, emite mucha más energía de la que los humanos han gastado desde la aparición de la humanidad. Al planeta tierra, esta energía llega en forma de radiación solar (directa y difusa). Y, es relevante acotar que, la radiación solar, o mejor, sus valores varían en el transcurso del día, pero, en especial

a lo largo del año, a causa de la posición angular del sol con respecto al horizonte (Ariza Rodríguez y Ospino Gómez, 2015).

Existen ocasiones en el año, que llegan a registrar altos niveles de irradiación solar en temporadas como el verano, alcanzándose niveles de hasta 1000 W/m² cuando el sol se encuentra en su cenit. Por el contrario, en condiciones de cielo nublado o poco despejado, apenas se alcanzan los 100 W/m² (Solvys, 2005).

4.2. Marco Legal, Normativo y Reglamentario

4.2.1. Normativa y reglamentación nacional para el sector energético

Actualmente, en Colombia, el uso de energías renovables no convencionales, se encuentra delimitado a través de una extensa legislación, normativas y resoluciones en el tema, como método para promover el uso y desarrollo de energías renovables y sostenibles, En la siguiente tabla 1, exponiéndose en orden jerárquico.

Tabla 1.

Marco legal, normativo y reglamentario

Jerarquía	Ley, Normativa o Regulación	Descripción
Constitución política	Artículo 80	Se menciona que el Estado planificará el manejo y aprovechamiento de recursos naturales, garantizando así su conservación, desarrollo sostenible, restauración o sustitución.
	Artículo 339	Menciona que, las entidades territoriales, elaboran y adoptan con el Gobierno Nacional, planes de desarrollo, a fin de promover el uso eficiente de recursos y desempeño adecuado de funciones que hayan sido asignadas por la Ley
	Artículo 365	Define que la finalidad social del Estado y servicios públicos, donde, a pesar de ser prestados por el Estado o particulares; el Estado seguirá manteniendo regulación-control y vigilancia de los servicios.
Leyes	Ley 143 de 1994	En su capítulo primero, dispone que, en relación al servicio público de electricidad, el Estado debe

		certificar la adecuada incorporación de los aspectos ambientales en planeación-gestión de dichas actividades.
	Ley 697 de 2001	Fomenta el uso eficiente y racional energético, a la vez que promueve el uso de energías alternativas.
	Ley 1151 de 2007	Promueve que los proyectos piloto de generación de energía eléctrica, estén soportados en implementar tecnologías que usen fuentes de energía alternativa. Promueve el desarrollo y utilización de <u>FNCE</u> , principalmente las que sean de carácter Renovable en el Sistema Energético Nacional-SEN.
	Ley 1715 de 2014	Regula la integración de Energías Renovables No Convencionales- <u>ERNC</u> con el Sistema Energético Nacional, promoviendo el desarrollo y reducir emisiones de Gases de Efecto Invernadero- <u>GEI</u> ; abastecimiento energético más estable, a modo que se haga un uso eficiente de la misma.
	Ley 142 de 1994	En el artículo 74, creó las Comisiones de Regulación, entre esas se faculta a la CREG, para regular el ejercicio y actividades de los servicios públicos domiciliarios, en los sectores de energía y gas combustible, asegurando la disponibilidad en oferta energética eficiente.
Normativa	UPME-13 Artículo 365	El numeral 4 evalúa la conveniencia económica del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales y desarrollo nuclear para usos no involucrados en la guerra
	Resolución CREG 030 de 2018	La Resolución CREG 030 regula las actividades de autogeneración a pequeña escala (AGPE) concerniente a este estudio, por tal motivo, a continuación, se menciona e interpreta los artículos directamente implicados con la tecnología fotovoltaica.
Reglamentación		La predecesora de esta resolución, viene siendo la referenciada anteriormente la resolución CREG 030, en tanto, para octubre de 2021 de modifican y amplían algunas características de la Resolución, en materia de regular desde la CREG, las entregas de excedentes que han ido en aumento por parte de los autogeneradores.
	Resolución CREG 174 de 2021	Es así como se expone la ResCREG 174 de 2021 que, a su vez, es el producto de un proyecto de Resolución que avanza desde el mes de febrero del 2021 (ResCREG 002), el cual tuvo 1083 comentarios de 54 participantes del mercado, para que, fuese aprobado finalmente por el regulador este oficio, bajo la ResCREG 174 de 2021.

Nota. Leyes, normativas y reglamentaciones en materia de autogeneración a pequeña escala.

A continuación, se profundiza en las dos reglamentaciones que inciden mayoritariamente en el desarrollo del presente documento, las cuales son: la CREG 030 de 2018 y la CREG 174 de 2021.

4.2.2. Resolución CREG 030 de 2018

Por medio de esta se regula la autogeneración a pequeña escala-AGPE, así las cosas, a continuación, se interpretan y mencionan los artículos que se relacionan al objeto de este trabajo de grado.

4.2.2.1. Delimitaciones de la aplicabilidad de la resolución para AGPE

- Se promueve modificaciones con respecto a las condiciones, cuando se supera el 4% de demanda comercial del año anterior, para temas de conexión y remuneración de las exportaciones de energía, (XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P., 2017), según lo estipulado en el Artículo 4 de la CREG 030 (Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, 2018).
- Aquellos AGPE que no estén entregado excedentes de energía a la red, no están obligados o condicionados a cumplir con el parámetro de mínimo cumplimiento.
- El artículo 5 de la Resolución 030 de la CREG (2018), corresponde únicamente a los usuarios conectados al Nivel de Tensión 1-NT1, que conlleva a acatar los estándares técnicos de disponibilidad del sistema.

4.2.2.2. Integración de AGPE: condiciones. Ahora bien, se enunciarán las medidas técnicas mínimas que se exigen para ser verificadas en el sitio web del OR, preliminarmente al realizar la solicitud de conexión de un Auto Generador de Pequeña Escala (AGPE) al Sistema de Distribución Local (SDL) a Nivel de Tensión 1 (NT1), para validar que el transformador, subestación o circuito alimentador éste disponible.

- a) La entrega a la red, por parte del sistema de AGPE, debe ser $\leq 15\%$ en la capacidad nominal del transformador, subestación o circuito alimentador, siendo que, el transformador es el que determina la capacidad nominal de la red.

Ecuación 1. *Límite de potencia a instalar según Resolución CREG 030*

$$\sum PI_{AGPE} \leq 15\% S_{N-Transformador}$$

- b) No puede exceder el 50% del promedio anual (la cantidad de energía entregada por hora en los AGPE a la red, diferente al compuesto fotovoltaico, sin capacidad de almacenamiento, pero conectados al mismo circuito de NT1), de las horas de mínima demanda diaria, registradas al año anterior a la solicitud de conexión.
- c) Los AGPE conectados al mismo circuito o transformador de NT1, que entregan energía a la red, no debe superar el 50% de la cantidad que puede entregar, esto corresponde en las horas de mínima demanda diaria registradas, al promedio anual de energía/año anterior, dentro de las 6:00 am y las 6:00 pm horas.

Ecuación 2. *Entrega máxima de un sistema AGPE*

$$E_{h,Exc-AGPE} < 50\% D E d_{min,h_{Anual,A-1}}, \text{ franja horaria } 6a.m. - 6p.m.$$

4.2.2.3. Disponibilidad de Red. El Operador de Red (OR) necesita información suficiente para que un potencial AGPE pueda conocer el estado de la red en base a las características exigidas por el artículo 5 y proceder a solicitar la conexión al sistema. Cada OR deberá contar con un sistema de información de georreferenciación en su sitio web que permita a las potenciales AGPE observar el estado de la red y las características técnicas básicas de los puntos de conexión requeridos. Dependiendo de la cuenta a la que pertenezca el usuario, el código del circuito o la identificación del transformador, se debe mostrar información relevante.

4.2.2.4. Condiciones de integración de AGPE. La Resolución CREG 030 indica que, todos los AGPE existentes al momento en que se expide la Resolución, están obligados a proporcionar información sobre la capacidad nominal instalada al OR conectado en el plazo máximo de dos meses desde la disponibilidad de cada formato definido por el OR. Los operadores deben registrar el formulario en su sitio web oficial en el plazo de un mes a partir de la entrada en vigor de la reglamentación. Si la AGPE no proporciona información y el OR lo detecta, la AGPE podrá desconectarse de la red y no podrá volver a conectarse hasta que se corrija la situación. En particular, la resolución entró en vigencia el 28 de febrero de 2018.

Cada operador, debe disponer en su sitio web sobre las condiciones de conexión, allí, en el sistema de información de trámites en línea se podrán realizar todos los trámites de vinculación, además, el sistema de información deberá contar con los siguientes formularios a disposición de los potenciales AGPE:

- Formato de solicitud de conexión simplificada para AGPE (Potencia ≤ 100 kW):
diferencia la tecnología de generación la potencia instalada de hasta 10 kW y mayor de 10 kW hasta 100 kW.

- Formato de estudio de conexión simplificada para AGPE ($100 \text{ kW} < \text{Potencia} \leq 1 \text{ MW}$): determina no exportar, por otra parte, trae consigo todas las especificaciones técnicas requeridas.

4.2.2.5. Alternativas de entrega de excedentes de AGPE con uso de FNCER

- En caso que se los generadores o comercializadores, destinen esta energía a atención de usuarios no regulados, el precio de venta es pactado libremente.

Para los incisos b y c, la resolución determina que el precio máximo de venta es el precio definido en las disposiciones de reconocimiento de excedentes de AGPE que utilizan Fuentes No Convencionales de Energías Renovables – FNCER, definidos en el siguiente numeral.

- Comercializador que atiende mercado regulado, de manera directa y sin convocatoria pública.
- Comercializador que está integrado con el Operador, quien está obligado a recibir los excedentes ofrecidos.

4.2.2.6. Entrega de excedentes, información al usuario AGPE. Si recibe el comercializador, energía de un AGPE, este es el responsable por la facturación y liquidación, donde se incorporé información detallada sobre las exportaciones, consumos, cobros y demás, de acuerdo con los lineamientos de la norma.

Los comercializadores están obligados a informar por separado el valor de su segmento de mercado correspondiente en cada factura, dependiendo de la diferente valoración del excedente, cabe señalar que la expresión de exportaciones de energía de tipo 1 está implícita ($Exp1_{i,j,n,f-1}$) siempre serán negativos ya que siempre serán menores o iguales a la entrada de energía, en tanto la ecuación trata el valor resultante como una resta correspondiente al ahorro total de costos ya

que la energía se genera para uso propio y no se toma de la red, lo que contrasta con la exportación de energía tipo 2 ($Exp2_{h,i,j,n,f-1}$) siendo diferente al representar el ingreso neto del usuario, y la valoración del excedente se encuentra a partir de la siguiente expresión:

- a) Para AGPE que utilizan fuentes no convencionales con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW:

Ecuación 3. AGPE capacidad instalada menor a 0,1MW

$$VE_{i,j,n,f} = (EXP1_{i,j,n,f} - 1 - Imp_{i,j,n,f} - 1) * CUv_{n,m,i,j} - [Exp1_{i,j,n,f} - 1 * Cv_{m,i,j}] + \sum_{h=hx,hx+1...H} Exp2_{h,i,j,f-1} * PB_{h,f-1}$$

- b) Para AGPE que utilizan FNCER con capacidad instalada mayor a 01 MW:

Ecuación 4. AGPE con capacidad instalada mayor a 0,1MW

$$VE_{i,j,n,f} = (EXP1_{i,j,n,f} - 1 - Imp_{i,j,n,f} - 1) * CUv_{n,m,i,j} - [Exp1_{i,j,n,f} - 1 * Cv_{m,i,j}] - [Exp1_{i,j,n,f} - 1 * T_m + D_{n,m} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}] + \sum_{h=hx,hx+1...H} Exp2_{h,i,j,f-1} * PB_{h,f-1}$$

Donde:

- $VE_{i,j,n,f}$: Valoración del excedente del AGPE, en \$, en el periodo f .
- $Exp1_{i,j,n,f-1}$: Sumatoria de la exportación de energía del AGPE durante cada hora del periodo $f-1$, en kWh. Este variable puede tomar valores entre cero (0) y $Imp_{i,j,n,f-1}$.
- $Imp_{i,j,n,f-1}$: Sumatoria de la importación de energía del AGPE durante cada hora del periodo $f-1$, en kWh.

- $CU_{v,n,m,i,j}$: Componente variable del Costo Unitario de energía \$/kWh.
- $C_{v,m,i,j}$: Margen de comercialización en \$/kWh.
- $Exp2_{h,i,j,n,f,l}$: Exportación horaria de energía del AGPE durante cada hora del periodo $f-l$, en kWh que supera $Imp_{i,j,n,f,l}$.
- $PB_{h,f,l}$: Precio de bolsa horario de las horas del periodo $f-l$, en \$/kWh.
- T_m : Costo por uso del STN en \$/kWh, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.
- $D_{n,m}$: Costo por uso del sistema de distribución en \$/kWh.
- $PR_{n,m,i,j}$: Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en \$/kWh.
- $R_{m,i}$: Costo de restricciones y servicios asociados con generación en \$/kWh

Debido a las disposiciones planteadas y determinadas en la Resolución CREG 030 se aduce que la energía producida en los sistemas Fotovoltaicos, que no genera ningún tipo de exportaciones (debido a que se da en horario de 6:00 a.m. a 6:00 p.m.) a la red, se considera energía de autoconsumo.

4.2.3. Resolución CREG 174 de 2021

Esta resolución complementa la anterior CREG 030 de 2018, en tanto, para octubre de 2021 de modifican y amplían algunas características de la Resolución, en materia de regular desde las entregas de excedentes que han ido en aumento por parte de los autogeneradores. Es así como se expone la CREG 174 de 2021 que, a su vez, es el producto de un proyecto de Resolución que avanza desde el mes de febrero del 2021 (CREG 002), el cual tuvo 1083 comentarios de 54 participantes del mercado, para que, fuese aprobado finalmente bajo la Resolución CREG 174 de 2021.

4.2.3.1. Regulación. En esta Resolución, se ratifica la motivación del regulador para integrar las fuentes no convencionales de energía renovable con el Sistema Interconectado Nacional-SIN; donde los OR deben reportar semestralmente y, de manera desagregada la información de conexiones y excedentes, con el fin en tener actualizaciones sobre los inventarios de autogeneración a pequeña escala por parte del administrador del mercado, por lo que, mediante la CREG 174, la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG (2021) tuvo que actualizar los formatos que están obligados a llevar los OR.

Dentro de las generalidades que involucra esta nueva resolución que regula la anterior CREG 030 de 2018, se encuentran las definiciones atribuidas a la autogeneración y generación distribuida, siendo que el primero busca autoabastecerse, bien sea a pequeña escala (<1 MW), o a gran escala (> 1MW), proceso que en ocasiones puede aportar excedentes, mismos que son entregados a la red, obteniendo así un beneficio económico por la venta de energía, siendo de aprovechamiento, no solo para el usuario, sino también para el sistema y para el operador que atiende dicha red. Por otra parte, el generador distribuidor tiene como objetivo generar energía para venderla, pues no está buscando abastecimiento propio, sino que genera con sus recursos y su planta una capacidad nominal menor a 1 MW, instalándose cerca de los centros de consumo y conectada al Sistema de Distribución local-SDL.

Otra de las mejoras que trae consigo la CREG174 de 2021 es que permite conectar una mayor potencia instalada a los transformadores pasando de un 15% a un 50% de la potencia del sistema de generador en caso de ser fotovoltaico, puesto que, el primer valor (15%) era la mayor potencia permitida por la Resolución CREG 030 de 2018, misma que ha sido aumentada para esta CREG 174 de 2021.

4.2.3.2. Requisitos para conexión y operación. La resolución ha determinado que para la operación y conexión se deben cumplir los siguientes requisitos:

- a) Diligenciar el formato de conexión simplificado (este formato debe ser actualizado, el CNO deberá enviar al regulador o Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, la propuesta de actualización).
- b) Para que los AGPE y los GD con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW realicen la solicitud de conexión, o los AGGE con potencia máxima declarada menor a 5 MW, se deberá realizar un estudio de conexión simplificado.
- c) En todo caso, los AGPE, AGGE o los GD deberán cumplir con el acuerdo de protecciones. El cumplimiento del Acuerdo se verifica en un primer momento, para la aprobación de la conexión.
- d) Los AGGE y los GD deben declarar su programa de generación. En el caso del GD, este deberá informar al CND la fecha de entrada en operación y su capacidad máxima declarada, mediante los medios que actualmente disponga el CND para tal fin.
- e) Los AGGE y los GD podrán contar con supervisión desde el centro de control del OR en los términos de la regulación vigente. El AGPE no será sujeto de supervisión.

4.2.3.3. Procesos de conexión simplificados y documentación. Los procedimientos de conexión detallados en la CREG 174 de 2021, están sujetos a los requisitos de documentación establecidos en la tabla 2.

Tabla 2.

Requisitos de documentación en procedimientos de conexión

Condición	Tipo	Capacidad instalada o nominal	Estudio de conexión simplificado	Formulario de conexión simplificado	Documentación tipo (Sí: es necesario; NO. No es necesario)				
					Certificado de experiencia en instalación	Manual del dispositivo que controla la inyección o no a red en algún nivel de energía	Consulta de disponibilidad de red en el punto de conexión	Documento que demuestre cumplimiento de la norma	Otra documentación
Entregan Energía a la Red	AGPE	≤100 kW	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
	GD	≤100 kW	NO	SI	SI	NO	SI	SI	SI
No entregan Energía a la Red	AGPE	>100 kW	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI
	GD	>100 kW	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI
No entregan Energía a la Red	AGGE	<5 MW	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI
	AGPE	≤100 MW	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI
	AGGE	Cualquier capacidad	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI

Nota. La tabla muestra requisitos para procesos de conexión. Realizado en base a resolución CREG 174 de 2021 Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, 2021.

En lo referente a la anterior tabla, es preciso aclarar que la condición de entrega o no de energía a la red, aplica para autogeneradores, puesto que los GD siempre entregan energía a la red conforme esta es su actividad económica. Asimismo, el requisito de presentar un documento que demuestre el cumplimiento de la norma es solo en el caso de usar inversores para conexión a red, de lo contrario no aplica. Estos requisitos se muestran más al detalle en la siguiente tabla 3.

Tabla 3.

Descripción de documentación

Tipo	Descripción del documento tipo
Estudio de conexión simplificado	Estudio de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la ResCREG 174 de 2021.
Formulario de conexión simplificado	Formulario de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la presente ResCREG 174 de 2021.
Certificado de experiencia en instalación tipo	La empresa encargada de la instalación, o el instalador, deben certificar al menos 1 año de experiencia específica acorde con el tipo de tecnología a instalar, o adjuntar un certificado de capacitación del personal en la instalación tipo que se llevará a cabo. Mientras el Ministerio de Minas y Energía regla lo anterior, la certificación deberá ser clara sobre la experiencia a acreditar y el tiempo requerido, o el certificado de capacitación. Transitoriamente se entiende que son certificaciones de capacitación que pueden ser expedidas por una institución educativa acreditada o que son de índole de educación no formal ofrecida por alguna empresa o que son certificaciones de experiencia certificada por alguna empresa donde se demuestre la experiencia en las instalaciones tipo que se lleven a cabo.

Manual del dispositivo que controla la inyección o no a red en algún nivel de energía	<p>La certificación debe contener la información suficiente para que los aspectos anteriormente mencionados puedan ser verificados en caso de aclaraciones.</p> <p>Si el inversor cuenta con dicha función, se debe entregar el manual del inversor. Si se tiene entrega de energía a la red y no se tiene un control de inyección en algún nivel fijo de potencia o energía, el documento no es necesario. Si no se tiene entrega de energía a la red, el documento si es necesario. Para un GD no aplica, pues la potencia máxima declarada corresponde a la capacidad efectiva neta.</p>
Consulta de disponibilidad de red en el punto de conexión	<p>Disponibilidad de red en el punto de conexión en la página web del <u>OR</u>, esto para los casos de AGPE que inyectan energía a la red y los GD y que se conectan a nivel de tensión 1. El sistema de información de disponibilidad de red debe generar el archivo con el resultado de la búsqueda en formato PDF, <u>JPG</u> u otros, para que el usuario lo pueda descargar.</p>
Documento que demuestre cumplimiento de la norma	<p>Cumplimiento de normas para inversores, definidas en el formulario de conexión simplificado. La demostración del cumplimiento de las normas técnicas debe ser mediante certificado de producto emitido por un organismo de certificación acreditado, que haga parte de acuerdos de reconocimiento internacional. En todo caso, si el RETIE ya establece la demostración anterior, se realizará conforme este o su actualización lo determine.</p>
Otra documentación	<ul style="list-style-type: none"> i) Los diagramas unifilares (usar una norma nacional o internacional) ii) Documento con la identificación esquemática de la conexión del sistema de puesta a tierra con su conductor correspondiente y que contenga el esquema de protecciones con sus características iii) Documento con las distancias de seguridad respecto a las redes existentes y el cuadro de cargas de la demanda total. <p>Se deberá aplicar lo que el RETIE especifique para la documentación anterior.</p>

Nota. La tabla muestra la descripción de la documentación de conexión. Realizado en base a la resolución CREG 174 de 2021 Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, 2021.

Con respecto a los requisitos propuestos por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE, se deberán entregar y cumplir en el sistema del trámite en línea, conforme a lo establecido en la norma, de modo que el OR, en su sitio web, durante el proceso en línea, deberá contener un campo único donde se pueda alojar toda la documentación exigida por el RETIE.

4.2.3.4. Medición en los AGPE y GD. Para los AGPE y GD, se deben cumplir con unos requisitos de medición, siendo estos, según la CREG 174 de 2021:

- a) Los AGPE que no aporten excedentes, no estarán obligadas a modificar sus condiciones de medida existentes, hasta que los usuarios sean incluidos en el plan de despliegue de la infraestructura de medida avanzada.
- b) Las AGPE que suministren excedentes, deberán cumplir con los requisitos establecidos en el código de medición para límites de generación, con excepción de las siguientes obligaciones:
 - i. Contar con el medidor de respaldo.
 - ii. La verificación inicial por parte de la firma de verificación.
 - iii. El reporte de las lecturas de la frontera comercial al ASIC cuando se vende la energía al comercializador integrado con el OR al cual se conecta.
 - iv. Los GD deben cumplir con todos los requisitos establecidos para las fronteras de generación.

4.2.3.5. Comercialización de energía. Según lo estipulado en la CREG 174 de 2021, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG (2021), define que se puede comercializar energía cumpliendo los siguientes casos:

- a) Puede vender a otros usuarios sin conexión.
- b) Puede vender directamente al comercializador integrado con el operador de red. En este caso, el comercializador está obligado a comprar la energía al generador distribuido y el precio de venta de la energía entregada a la red se calculará aplicando la siguiente expresión:

Ecuación 5. *Calculo de energía entregada al Operador de Red*

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

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

Ver tabla 4, donde se muestran la definición de las expresiones y variables de la anterior ecuación.

Tabla 4.

Definición de valores de ecuación 5.

Expresión	Definición
$PVgd_{h,m,n,i,j}$	Precio venta de la generación distribuida en la hora h del mes m en el nivel de tensión n al comercializador i en el mercado de comercialización j, en \$/kWh.
$Pbolsa_{h,n}$	Precio de bolsa en la hora h del mes m, en \$/kWh. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 071 de 2006 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, el precio no podrá superar el precio de escasez ponderado. Es igual al valor de las pérdidas técnicas en el sistema del OR j acumuladas hasta el nivel de tensión n:
$P_{n,m-1,i,j}$	$P_{n,m-1,i,j} = \frac{G_{m-1,i,j} * PRTe_{n,j,t}}{1 - PRTe_{n,j,t}}$ <p>Donde PRTen,j,t se calcula como se indica en el anexo 4 de la ResCREG 174 de 2021, como, por ejemplo, si fuese NT1:</p> $PRTe_{1,j,t} = 1 - (1 - PT_{j,1}) \left[((1 - PRTe_{3,j,t}) \left(\frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PR_{2,j,t}) \left(\frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right)) \right]$ $Fe_{j,1} = Fe_{j,3-1} + Fe_{j,2-1}$

$G_{m-1,i,j}$	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j , determinados conforme se establece en el Capítulo III de la Resolución CREG 119 de 2007.
Beneficios	Monto reconocido por los beneficios a los que contribuye la generación distribuida en la red de distribución SDL al cual esté conectada, debido a su ubicación cercana a los centros de consumo.

Nota. La tabla muestra la definición de valores de ecuación 5. Realizado con base en la resolución CREG 174 de 2021 Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, 2021.

4.2.3.6. AGPE con entrega de excedentes. El encargado y responsable de la liquidación de los excedentes es el comercializador, siendo este el que recibe la energía; por ello, debe incorporar la información detallada sobre importaciones y excedentes de energía, tarifas, valor pagado por los comercializadores a los usuarios, entre otros, se proporciona según corresponda de conformidad con los lineamientos de este reglamento.

Los comercializadores están obligados a informar el valor de cada factura por separado, según su porción correspondiente y las distintas valoraciones de los excedentes de energía, tales como los montos asociados a los créditos de energía y los montos remanentes, como se detalla a continuación:

Ecuación 6. *AGPE que utiliza FNCER con capacidad ≤ 100 kW, que aplica crédito de energía*

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

Ecuación 7. *AGPE que utiliza FNCER con capacidad >100 kW y ≤ 1.000 kW (1 MW) que aplica crédito de energía*

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

Ecuación 8. AGPE que utiliza o no utiliza FNCER y que el precio de venta es el pactado y que no aplica crédito de energía:

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

Ecuación 9. AGPE que no utiliza FNCER y que el precio de venta es el precio de bolsa:

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

Ver tabla 5, donde se muestran la definición de las expresiones y variables de las anteriores ecuaciones.

Tabla 5.

Definición de valores de las ecuaciones 6 a 9.

Expresión	Definición
<i>i</i>	Comercializador <i>i</i>
<i>j</i>	Mercado de comercialización <i>j</i>
<i>n</i>	Nivel de tensión <i>n</i>
<i>h</i>	Hora <i>h</i>
<i>H</i>	Número total de horas del mes <i>m</i> -1
<i>m</i>	Mes <i>m</i> para el cual se calcula la valoración del excedente.
<i>u</i>	Usuario <i>u</i>
	Es la hora cuando los Excedentes de Energía Horarios Acumulados (EEHA) igualan o sobrepasan la cantidad de importación total (Imp _{<i>i,j,m,u</i>}) de energía en el mes <i>m</i> .
<i>hx</i>	La EEHA se calcula de forma dinámica, como la suma de energía entregada a la red en cada una de las horas en el mes <i>m</i> y a partir de la primera hora de inicio del mismo. La anterior acumulación horaria de

	<p>entrega de energía a la red se realiza hasta que para una hora h dada se alcance o sobrepase el valor de importación total ($Imp_{i,j,m,u}$) en el mes m.</p> <p>Valoración del excedente del AGPE u (en \$), en el mes m, que se encuentra en el nivel de tensión n, en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i. Es ingreso para el usuario cuando esta variable sea mayor a cero.</p>
$VE_{i,j,n,m,u}$	<p>Excedente de energía horaria acumulada en el mes m con fines de uso para el crédito de energía para el usuario u, que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i, en kWh. Se calcula como la suma de energía entregada a la red en todas las horas del mes m, iniciando a partir de la primera hora de dicho mes y que como máximo podría llegar al valor de $Imp_{i,j,m,u}$. Por lo anterior, el valor resultante de energía puede tomar valores entre cero (0) y $Imp_{i,j,m,u}$.</p>
$Exc1_{i,j,m,u}$	<p>Importación de energía acumulada en el mes m del usuario u, que se encuentra en el mercado de comercialización j y que es atendido por el comercializador i, en kWh. Se calcula como la suma de energía importada o consumida de la red en todas las horas del mes m.</p>
$Imp_{i,j,m,u}$	<p>Componente variable del Costo Unitario de Prestación del Servicio en \$/kWh, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo del servicio pactado.</p>
$CUv_{n,m,i,j}$	<p>Margen de comercialización en \$/kWh, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya. En el caso de usuarios no regulados es el costo pactado.</p>
$Cv_{m,i,j}$	<p>Todo excedente de energía en la hora h del AGPE u, en kWh, iniciando h en la hora h_x para el mes m, en el mercado de comercialización j.</p> <p>Tener en cuenta que:</p> <p>i) La energía de que trata esta variable tiene un tratamiento horario.</p>
$Exc2_{i,j,h,u}$	

	<p>ii) Para poder aplicar esta variable se debe cumplir que la suma de la energía entregada a la red en todas las horas del mes m fue superior al total de la energía importada o consumida durante el mismo mes m.</p> <p>iii) En la hora hx pueden existir cantidades de energía que se deben valorar. Esto es, para la hora hx la cantidad de energía que se debe valorar es el cálculo de: $EEHA - Imp_{i,j,m,u}$</p> <p>iv) Para las horas h superiores a hx en el mes m, $Exc2_{ij/m,h,u}$ corresponde exactamente al valor de energía entregada a la red en la hora h.</p>
$P_{bolsa_{h,m}}$	<p>Precio de bolsa en la hora h del mes m, en $\$/kWh$, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, será igual al precio de escasez ponderado. Se debe tener en cuenta que el precio de bolsa varía de forma diaria y horaria.</p>
T_m	<p>Costo por uso del STN en $\$/kWh$, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.</p>
$D_{n,m}$	<p>Costo por uso del sistema de distribución en $\$/kWh$, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.</p>
$PR_{n,m,i,k}$	<p>Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía en $\$/kWh$, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.</p>
$R_{m,i}$	<p>Costo de restricciones y servicios asociados con generación en $\$/kWh$, en el mes m, según lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007 o aquella que la modifique o sustituya.</p>
$ExcT_{h,i,j,m,u}$	<p>Excedentes de energía del AGPE u en la hora h en mes m, en kWh, que tienen precio pactado o venden a precio de bolsa.</p>
PP	<p>Precio de energía pactado para AGPE con o sin FNCER que no aplican crédito de energía.</p>

Nota. La tabla muestra la definición de valores de ecuación 6-9. Realizado con base en la resolución CREG 174 de 2021 Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, 2021.

4.3. Estado del Arte

En el presente apartado, se exponen los avances en materia de impactos y desarrollo en el sector de energía eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía renovables, en este acercamiento se tienen en cuenta artículos y trabajos de grado afines al tema del presente documento. En una primera instancia, estos serán abordados desde el plano internacional, posteriormente el nacional y finalmente los locales; con el ánimo de no profundizar en temas y objetivos, ya abordados y concluidos por otros autores, siendo estos presentados en la tabla 6.

Por otra parte, este proyecto expone lo aprendido durante la práctica laboral la empresa ENEL-CODENSA y, con ello, la actualización y puesta en marcha de la CREG174 de 2021. Por lo cual, aún no existen acercamientos al tema dentro de la empresa ni el sector, por consiguiente, no se ha podido ahondar de manera específica para la resolución mencionada.

Tabla 6.

Estado del arte del tema investigado

Ámbito	Título	Autor-Cita	Objetivo	Metodología	Resultados
Internacional	Generación de energía eléctrica en sistemas de generación distribuida de pequeña escala usando bioenergía en Nicaragua	Blanco-Orozco (2021)	Inquirir sobre las posibilidades que tienen los residuos agrícolas para generar electricidad a partir de sistemas de generación distribuida.	Se realizó un Sistema de Información Geográfica, evaluando así el potencial de esta fuente generadora de energía, por medio de un análisis espacio que determinó la cantidad de residuos disponibles.	Se determinó su posibilidad técnica; no obstante, se comprobó que el costo nivelado de la generación usando biomasa residual tiene un valor mayor al de la red.
	Ciclo Kalina para generación eléctrica de pequeña escala con fuentes solares en el norte de Chile	Briones Moya (2015)	Encontrar rangos favorables de condiciones de operación del ciclo Kalina, para generación eléctrica de 0,5 a 4 MW, a partir de energía solar térmica de baja temperatura.	Análisis paramétrico a los ciclos Kalina y Rankine Orgánico, investigando la sensibilidad de los rendimientos térmico y energético al variar la presión en el evaporador solar, la concentración de amoníaco, la temperatura de la fuente de calor, el	El ciclo Kalina, alcanza un mayor rendimiento térmico y exergético que el Rankine Orgánico, sin embargo, se requiere una presión en el evaporador solar de un 40% más.

				pichpoint y la potencia neta.	
	Análisis de Generación Distribuida en Hogares y Edificaciones	Chuqui Quinteros (2014)	Presentar una visión completa de la Generación Distribuida, y las diversas formas de aplicación más convenientes para obtener el mayor de los beneficios.	Revisión literaria de la normativa internacional conjuntamente con la nacional ecuatoriana.	El autor reporta los resultados de un análisis tanto técnico como económico, que demuestra una viabilidad técnica y una rentabilidad económica.
Nacional	Análisis de escenarios para autogeneración a pequeña escala (AGPE) a partir de sistemas fotovoltaicos (FV) conectados a red, bajo el marco regulatorio de la Ley 1715 de 2014 – Resolución CREG 030 de 2018	Zuleta Ojeda y Escalante Valek, (2019)	Analizar escenarios aplicables a sistemas fotovoltaicos conectados a red para AGPE en las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali, Bucaramanga y Cúcuta, según las disposiciones de la regulación en la Resolución CREG 030 de 2018	Estudio descriptivo de estudio de caso para analizar incidencia técnica y financiera en las principales ciudades de Colombia	Se determina el grado de viabilidad de implementación siendo 1 el más viable y 5 el menos viable para las ciudades respectivamente: Viabilidad técnica; 1- Medellín, 2- Bogotá, 3- Cali, 4- Cúcuta y 5- Bucaramanga. Viabilidad financiera; 1- Medellín, 2- Bucaramanga, 3- Bogotá, 4- Cali y 5- Cúcuta.
	Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia	Unidad de Planeación Minero Energética - UPME et al. (2015)	Considerar los estudios y desarrollos anteriores realizados y, examinar el panorama y experiencias internacionales, trazando las líneas de acción para continuar avanzando la integración de FNCER	Revisión documental para identificar nuevas fuentes y tecnologías en el sistema energético colombiano, en oferta como demanda.	Se identificó los nichos de oportunidad y barreras que afronta la generación de energía solar a partir de sistemas fotovoltaicos, a partir de lo cual se definió la necesidad de análisis de los escenarios de sistemas de AGPE con tecnología fotovoltaica.
	Propuesta metodológica para el desarrollo de un modelo de negocio de autogeneración a pequeña escala utilizando	García Ardila (2018)	fomentar el modelo de negocios a partir de autogeneración a pequeña escala-AGPE en el Sistema de distribución Local-SDL	Revisión de la literatura sobre los lineamientos de las políticas energéticas que promueven los AGPE, sus actividades y su regulación.	Se validó teórico-experimentalmente la eficiencia global y cuantificación de la producción energética del sistema fotovoltaico del proyecto evaluado.

	energía solar fotovoltaica en el SDL del operador de red CENS S.A E.S.P.				
Local	Guía metodológica para la implementación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala en Colombia.	Espitia Rey (2017)	Estructurar una guía metodológica para el diseño de un sistema de Generación fotovoltaico.	Revisión documental de la legislación y normatividad	Brinda los conocimientos básicos del funcionamiento de los distintos componentes que forman tal sistema y los respectivos pasos a seguir para lograr el óptimo dimensionamiento del mismo.
	Punto piloto experimental para generación no convencional de energía con fuentes renovables. (Modelo para Bogotá)	Cubillos-Parra (2019)	Identificar desde las nuevas tecnologías manejadas en la actualidad que permiten la generación de energías sostenibles, renovables, de bajo impacto, limpias, eficientes de implementar e incluso gratuitas	Estudio de caso, experimental.	Con la investigación de nuevos materiales y procesos, y el consecuente aumento de eficiencia de las tecnologías en desarrollo, esta propuesta implementada a gran escala pudiera a largo plazo competir con las formas convencionales de generación energética.

Nota. La tabla muestra el estado del arte del tema, con respecto a diversas fuentes consultadas. Basado en autores citados.

5. Marco Metodológico

5.1. Tipo de investigación:

La metodología que se va a utilizar es la investigación bibliográfica como investigación narrativa de la literatura, el avance constante de conocimiento y la creciente producción tecnológica, así

como el inmutable proceso de regulación y actualización normativa, en tanto las condiciones del mercado energético son variables, por lo que, requieren que los investigadores apliquen herramientas que permitan mantenerse constantemente actualizados. Una revisión de la literatura se define como un estudio selectivo, detallado y, en ocasiones, crítico, diseñado para examinar lo ya consignado y publicado (Creswell, 2017).

Nuevamente, el presente proyecto se logra a través de la investigación exploratoria, también relacionada como investigación piloto o formulativa, que corresponde al primer nivel de conocimiento científico sobre la cuestión a investigar; esencialmente, dichos estudios son pocas veces investigados, lo que plantea algunos interrogantes o problemas que no se han abordado antes (Hernández Sampieri et al., 2014). Este tipo de investigación también se utiliza para identificar problemas y para brindar la posibilidad de realizar una investigación más integral en un contexto específico, identificar conceptos o variables prometedoras, investigar nuevos problemas, identificar prioridades para futuras investigaciones, o hacer afirmaciones e hipótesis (Rodríguez Gómez y Valldeoriola Roquet, 2009).

5.2. Estructura metodológica

Basados en el conocimiento adquirido dentro de la organización ENEL-CODENSA y la actualización a la regulación emitida por la CREG174 de 202, se realizará una búsqueda narrativa de la literatura en las bases de datos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG; La Unidad de Planeación Minero-Energética-UPME; El Ministerio de minas y Energía-MinMinas; así como algunas otras bases de datos científicas como: Scielo, Google Scholar, Dialnet y Redalyc. Para ello se empleará lenguaje controlado y libre utilizando los operadores booleanos “AND” Y “OR”.

5.3. Instrumentos de Investigación

Observación

Según Abraham Kaplan, la observación científica es una búsqueda deliberada, cautelosa y premeditada, en contraste con las percepciones casuales y en gran medida pasivas de la vida cotidiana. de observadores y el lugar donde se lleva a cabo la observación, y la observación se lleva a cabo de diferentes maneras (QuestionPro, 2016).

Se utilizará para la investigación una revisión de artículos de las principales bases de datos ya mencionadas, así como la información emitida por las autoridades de regulación minero-energético. con dichos instrumentos, se presente, por medio de la observación, tener la mayor información de algo, alguien o un suceso, e incluso, el investigador hace parte del entorno estudiado, y posteriormente investigando y permitiendo entender la realidad mediante la percepción directa del entorno y la información recolectada.

5.4. Descripción de las actividades

Se realizarán las siguientes actividades para cada uno de los objetivos expuestos en la investigación.

OE1. Identificar el procedimiento actual de la empresa ENEL-CODENSA relacionado con la presentación de proyectos AGPE mostrando los principales cambios entre la resolución CREG 030 de 2018 y la Resolución CREG 174 de 2021.

5.4.1. Observación de campo.

Se identificará como son los procesos y procedimientos con la actual CREG 030 de 2018, los formatos requeridos, requisitos y solicitudes, así como las condiciones de aceptación de ENEL-CODENSA para la instalación de AGPE.

5.4.2. Revisión bibliográfica (aprovechamiento).

Se consultará en la literatura técnica que regulaciones adoptó la CREG para la entrada en marcha de la nueva CREG 174 de 2021 tanto para operadores, usuarios y el mercado energético en general.

5.4.3. Comparación de procedimientos y regulación.

A partir del estudio anterior, se identificarán las alternativas, cambios y actualizaciones implementadas por la CREG 174 de 2021

OE2. Elaborar guía de presentación de proyectos de conexión AGPE, basado en la Resolución CREG 174 de 2021 para la empresa ENEL-CODENSA y los usuarios.

5.4.4. Identificación de requerimientos y regulaciones

A partir de lo encontrado en la literatura técnica e informes oficiales se optará por diseñar dos guías metodológicas para que los usuarios de ENEL-CODENSA puedan acceder a ellas mediante el sitio web corporativo para tener una información relevante para la instalación y solicitud de AGPE ante ENEL-CODENSA y, por otra parte, una guía más detallada y específica de dicho proceso.

OE3. Definir el procedimiento de revisión de proyectos de conexión AGPE, en el cual se incluirá la elaboración de instructivo interno y lista de verificación, donde se involucre los requisitos y criterios mínimos para la aprobación de los mismo.

5.4.5. Definir herramientas de revisión de proyectos

Teniendo en cuenta las actividades anteriores, se permite diseñar una lista de chequeo para el equipo de ENEL-CODENSA, en la que se podrán revisar los flujos del procedimiento propio para la revisión y posterior aprobación de proyectos de conexión AGPE, identificando de manera didáctica los requisitos y criterios mínimos de aprobación.

6. Procedimiento actual de la empresa ENEL-CODENSA relacionado con la presentación de proyectos AGPE

En este apartado se expone el proceso actual que debe realizar el usuario ante ENEL-CODENSA, para presentar proyectos AGPE, de solicitantes y usuarios naturales y/o jurídicas, dentro del marco de la pasada resolución CREG 030 de 2018.

Para ello, lo primero es conocer a que hace referencia dicho procedimiento, en el caso de ENEL-CODENSA, esto refiere a la solicitud de conexión de AGPE y GD por parte del cliente/usuario, consiste en la conexión de sistemas de generación destinados a la producción de energía principalmente para atender sus propias necesidades. Dichas solicitudes son de AGPE cuya potencia instalada es menor o igual a 1 MW (generalmente grandes comercios e industrias), o Generadores Distribuidos cuya potencia instalada es menor o igual 0.1 MW. Aplica también para los Autogeneradores a Gran Escala-AGGE cuya potencia instalada va de 1 hasta 5 MW. Siendo el usuario una persona natural o jurídica. Ver figura 1.

Figura 1.

Procedimiento para conexión AGPE ≤ 100kW



Fuente: Información facilitada por ENEL-CODENSA (2021)

El proceso inicia con la solicitud de parte del usuario, quien debe contar con el cumplimiento de los requisitos. Ver tabla 7 donde se presentan los requisitos documentales para proyectos de conexión AGPE.

Tabla 7.

Requisitos documentales para conexión AGPE

Ítem	Requisito
1	Los paneles solares fotovoltaicos para proveer energía eléctrica a instalaciones domiciliarias o similares y establecimientos públicos, deben cumplir los requisitos de una norma técnica internacional o de reconocimiento Internacional y demostrarlo mediante Certificado de Conformidad de Producto expedido por un organismo de certificación acreditado. Retie 2013 - 20.22
2	Recuerde que, para la visita de verificación de parámetros y ejecución de las pruebas pertinentes, deberá aportar Certificación Plena y por ende Declaración de Cumplimiento y Dictamen de Inspección. Retie 2013 -34.4 - 28.3.10
3	Para el tipo de proyecto debe tener en cuenta el formato en planos y memorias (mayor a 0,1MW) que se especifica en la guía que se encuentran en el siguiente link https://www.enel.com.co/es/personas/vender-energia-electrica.html
4	Fecha estimada para la visita de verificación de parámetros, ejecución de las pruebas pertinentes y posible conexión de acuerdo a la solicitud queda para el MM/AAAA
5	De acuerdo a su solicitud se confirma la información del AGPE existente en su predio, creg030-2018. Para garantizar que la instalación cumpla con las normas deberá presentar un diseño con la información especificada en este documento
6	El equipo de generación debe producir energía para el consumo individual del usuario y por lo tanto no se permite “compartir” los equipos de generación con otros usuarios. Resoluciones CREG 024 de 2015 y 030 de 2018
7	En la plataforma está funcionando en el siguiente link https://www.enel.com.co/es/personas/vender-energia-electrica.html Donde puede realizar la solicitud online, descargar el plano en DWG y PDF que debe presentar, verificar la disponibilidad y recibir las diferentes notificaciones.
8	La resolución creg 030-2018 aplica para GD hasta 0,1MW y AGPE hasta 5MW
9	Para proyectos que incluyen interruptor de potencia exigir el estudio de coordinación de proyecciones (Se envía al área de O&M- 5 días hábiles para la respuesta)

Nota. La tabla muestra los requisitos documentales para conexiones AGPE. Realizado con información suministrada por ENEL-CODENSA

Si se requiere para una conexión AGPE y GD de hasta 100KW:

Validar la disponibilidad en el aplicativo de la empresa, para el caso que sea AGPE menor a 100 KW, sin entrega de excedentes, en este caso se debe diligenciar el formulario de solicitud, donde se deba adjuntar el proyecto AGPE, continuamente la empresa ENEL-CONDENSA,

cuenta con 5 días hábiles para emitir un concepto sobre la viabilidad técnicas de la conexión (días contados a partir del siguiente día de la radicación). En caso que esta sea rechazada en dicho periodo, la empresa especifica el por qué de tal decisión y cuáles fueron los requisitos incumplidos. Ver figura 1.

Una vez el usuario se encuentre realizando su proyecto, la empresa programará una visita de prueba dos días antes de la conexión del proyecto (según la fecha declarada en el formulario). En caso de requerirse ajustes adicionales, se reprograma una visita dentro de los siguientes siete días hábiles. Finalmente, en caso que todo esté según lo propuesto y cumpla los requerimientos de ENEL-CODENSA, ajustados a la CREG 030 de 2018, con la debida verificación de la instalación, se procede a la maniobra de energización cuando aplique, o se podrá conectar el proyecto durante las visitas anteriormente descritas.

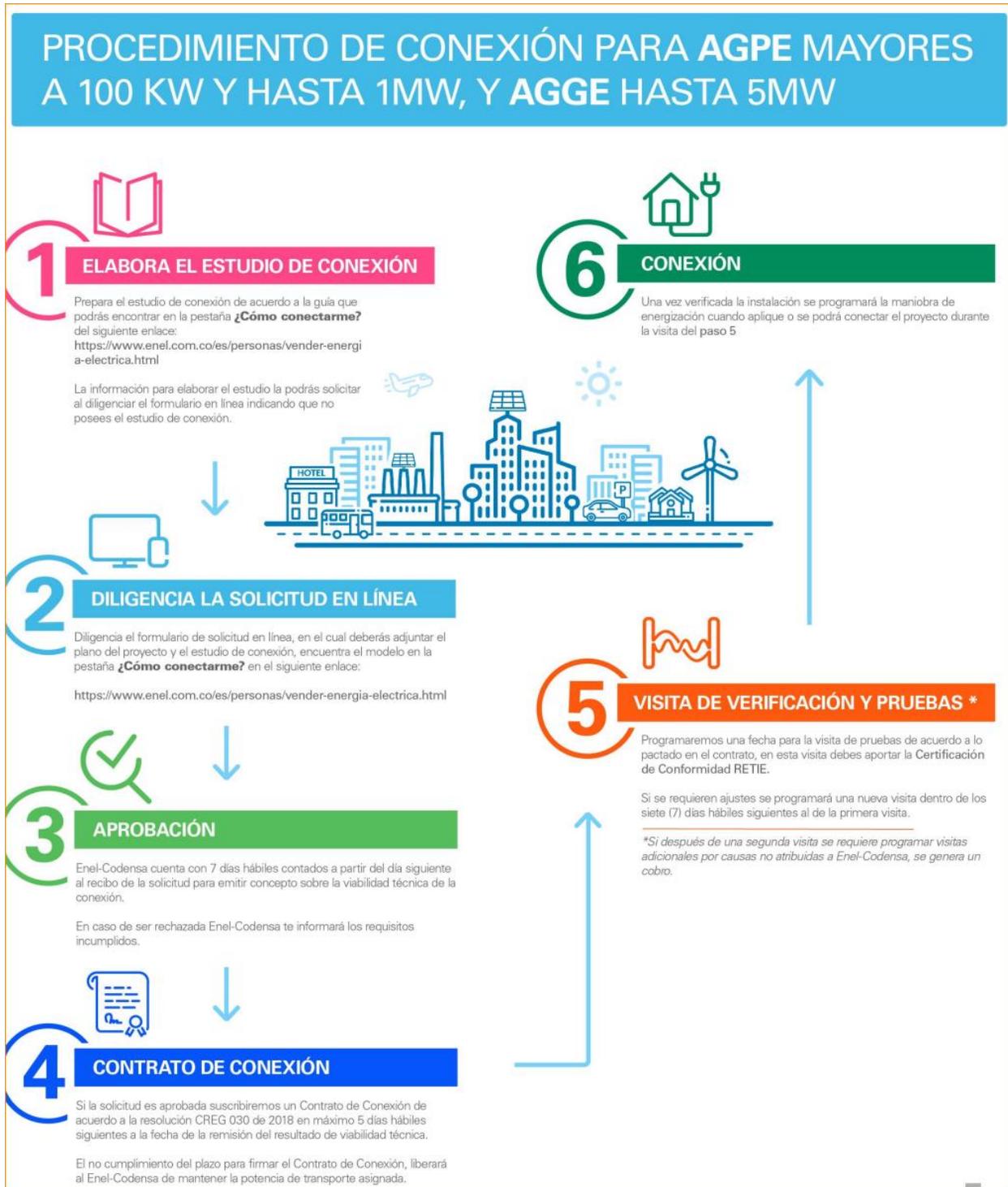
Si se requiere para una conexión AGPE mayores a 100KW y hasta 1MW:

El usuario deberá realizar un estudio de conexión, adicionalmente deberá realizar su solicitud con el formulario de conexión. Para estos casos, la empresa ENEL-CODENSA, cuenta con un máximo de siete días hábiles subsiguientes a la solicitud para definir si la conexión tiene un concepto viable técnicamente. Igualmente (como el caso anterior, la empresa deberá informar los requisitos que fuesen incumplidos. Ver figura 2.

Una vez aprobado el proyecto, se debe suscribir un contrato de conexión de acuerdo a la resolución CREG 030 de 2018, en máximo cinco días hábiles siguientes a la emisión del resultado de viabilidad técnica. Como en el caso anterior, la empresa ENEL CODENSA puede ejercer sus visitas de verificación y pruebas respectivas, para que en caso que todo esté según lo propuesto y de acuerdo a la debida verificación de la instalación, se procede a la maniobra de energización cuando aplique, o se podrá conectar el proyecto durante las visitas anteriormente descritas.

Figura 2.

Procedimiento para conexión AGPE ≤ 1MW



Nota. La figura muestra la guía para conexión de AGPE ≤ 1MW, según CREG 030 de 2021.

Elaboración propia basada en información suministrada por el operador.

6.1. Cambios entre la resolución CREG 030 de 2018 y la resolución CREG 174 de 2021.

Las diferencias están centradas especialmente en que la CREG busca realizar modificaciones con el fin de tener reglas más claras para la conexión de este tipo de proyectos al SIN, de las cuales resaltamos las siguientes:

- Los activos de uso de distribución y/o transmisión se pueden usar para entregar energía excedente y respaldo.
- Serán considerados generadores distribuidos aquellos generadores con capacidad instalada o nominal de generación menor o igual a 1MW.
- Se mantienen las condiciones para la integración de estos proyectos.
- Se hacen precisiones sobre sobre la información de disponibilidad de red que deben disponer los OR.
- El OR deberá contratar una auditoria para los sistemas de información y sistema de trámite en línea.
- Se incluyen las causales para desconexión de un usuario AGPE o un GD.
- Información que debe incluirse en el sistema de información para la tramitación en línea de una potencial AGPE, DG o AGGE con una potencia máxima declarada inferior a 5 MW.
- A los AGGE con potencia máxima declarada inferior a 5 MW también les será de aplicación un formato simplificado de solicitud de conexión, estudios normalizados de conexión simplificada, sistemas de protección y ensayos a realizar.
- Se establecen los procedimientos simplificados de conexión al SDL o STR para AGPE, GD y AGGE.
- Respecto a los mecanismos de comercialización de energía, se presentan las diferentes alternativas:
 - Alternativas de comercialización existentes.
 - Entrega de los excedentes de AGPE
 - Tratamiento de Excedentes de los usuarios AGPE en el ASIC y el LAC
 - Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER

- Además, se ratifica la información al usuario AGPE por la entrega de excedentes realizando precisiones de acuerdo a los comentarios o conceptos que fueron enviados a la CREG para aclarar la formulación de reconocimiento de excedentes.

Finalmente, con el avance de este estudio y la práctica empresarial se identificó que el proceso actual que se desarrolla dentro del operador, esta ajustado a los requerimientos de la anterior CREG 030 de 2018, pero, como se estipula en la actual CREG 174 de 2021, el regulador concede este tiempo para que el operador pueda ajustar lo más pronto posible su estructura y procedimientos para la validación de las solicitudes de conexión de proyectos AGPE, en tanto ajusta sus recursos. En este sentido ENEL-CODENSA viene desde enero del año 2022, destinando recursos para la actualización en el área de conexiones complejas, donde, por medio de la circular interna, la empresa dio a conocer a dicho departamento (incluso desde la propuesta de la CREG 002 de 2021), con el fin de tener reglas más claras para la conexión de este tipo de proyectos al SIN, de las cuales resaltan las siguientes: Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo; serán considerados generadores distribuidos aquellos generadores con capacidad instalada o nominal de generación menor o igual a 1MW; se mantienen las condiciones para la integración de estos proyectos; se establece los procedimientos simplificados de conexión al SDL o STR, entre otras. Las diferencias son expuestas a continuación en la tabla 8.

Tabla 8.

Comparativo requisito actual con respecto al requisito anterior

Integración a la red de autogeneración y generación distribuida CREG 030 de 2018	CREG 174 de 2021
<p>Cuando 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 ese mercado, la CREG podrá revisar y modificar las condiciones de remuneración que se establecen en esta resolución.</p>	<p>a. Cuando 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 ese mercado, la CREG podrá revisar y modificar las condiciones</p>

La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión.

Establece información de disponibilidad de red, el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado, con base en la identificación de la cuenta, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario.

El sistema de información del operador de red, debe tener, como mínimo, la siguiente información:

- a. Ubicación georreferenciada
- b. Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario
- c. capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario
- d. Sumatoria de la capacidad nominal de AGPE o GD.

Los requisitos para la conexión y operación para que los AGPE, AGGE o los GD realicen la solicitud de conexión serán los siguientes

de remuneración que se establecen en esta resolución.

El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) deberá suministrar a la Comisión, semestralmente, en los meses de enero y julio de cada año, el reporte de la energía inyectada a la red por AGPE y GD, durante el semestre anterior, con detalle diferenciado para AGPE y GD.

b. Ratifica que todos los AGPE, AGGE y GD tienen la obligación de entregar la información que corresponda al OR al que estén conectados, declarando su capacidad instalada o nominal y la potencia máxima declarada.

c. La sumatoria de la potencia máxima declarada de todos los GD y AGPE que entregan energía a la red, en un mismo circuito de nivel de tensión 1, debe ser igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión.

d. Establece información de disponibilidad de red, el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado, sin que el interesado requiera de software específico. El OR no deberá solicitar información como el número de cliente, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, para acceder a la consulta de la información o acceso al sistema. La consulta de información no implica el inicio del trámite de la solicitud de conexión.

El sistema de información del operador de red, debe tener, como mínimo, la siguiente información:

- a. Cartillas de fácil entendimiento
- b. Formatos de actualización de información definido por el OR para aquellos AGPE o GD existentes.
- c. Línea de atención al cliente y correo electrónico de contacto
- d. Ubicación georreferenciada de los transformadores, de las subestaciones y de las redes de baja tensión.
- e. Voltaje nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión del punto de conexión del usuario.
- f. Capacidad nominal de la subestación, transformador o red de baja tensión al que pertenezca el punto de conexión del usuario, expresada en kW.
- g. Valor de la sumatoria de la potencia máxima declarada de los GD y AGPE instalados en el mismo circuito o transformador.
- h. Sistema de información para el trámite en línea
- i. Lineamientos de los estudios de conexión simplificados.
- j. Formatos de conexión.
- k. Acuerdos vigentes de pruebas y de protecciones, diseñados por el CNO.
- l. Botón de peticiones, quejas y reclamos de los solicitantes.
- m. Valor del costo de conexión.

Los requisitos para la conexión y operación para que los AGPE, AGGE o los GD realicen la solicitud de conexión serán los siguientes

<ul style="list-style-type: none"> a. Diligenciar un formato de conexión b. Realizar un estudio de conexión simplificado para que los AGPE entre los 0,1 MW y 1 MW y autogeneradores entre 1MW y 5MW. c. Especificaciones de cada uno de los análisis eléctricos que se requieren, incluyendo las características técnicas de los elementos. 	<ul style="list-style-type: none"> a. Diligenciar un formato de conexión simplificado b. Realizar un estudio de conexión simplificado para que los AGPE y los GD con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW c. Verificación de los parámetros declarados, y la inspección visual o de verificación de la configuración del sistema de inversores (si los tiene). d. Deben cumplir con todas las pruebas que sean establecidas en el Acuerdo CNO
---	---

Nota. La tabla muestra los requisitos comparativos para conexiones AGPE CREG 030 2018 y CREG 174 2021. Realizado con información suministrada por ENEL-CODENSA

7. Elaborar guía de presentación de proyectos de conexión AGPE, basado en la Resolución CREG 174 de 2021 para la empresa ENEL-CODENSA y los usuarios.

Así las cosas, de acuerdo con la información recolectada para el presente estudio, se propone la siguiente guía para presentación de proyectos de conexión AGPE, en lo referente a la resolución CREG 0174 de 2021 en los usuarios y la empresa ENEL-CODENSA.

Este documento detalla los requisitos y procedimientos de aprobación de sistemas conectados a la red para proyectos de generación distribuida y autogeneración en pequeña escala (AGPE) y en gran escala, según lo establecido en el código de la Resolución CREG 174 de 2021, CREG 106 de 2006 y otros requisitos y demás requisitos establecidos en el Código de Redes o del Código de Distribución - CREG 025 de 1995, CREG 030 de 2018 y aquellas que la modifiquen o sustituyan.

A continuación, se expone la guía presentada al OR ENEL-CODENSA, para orientar al solicitante del proyecto de conexión AGPE sobre el ingreso al portal y solicitud del formato para proyecto de conexión AGPE. Ver figura 3.

Figura 3.

Guía práctica para usuarios que presentan proyectos de conexión AGPE

PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN PARA AGPE Y GD HASTA 100 KW

1 Verifica Disponibilidad

Verificar la disponibilidad en nuestro aplicativo o ingresa al siguiente link: <https://creg030-enelcodensa.mosix.com/>

Si eres usuario Enel-Codensa digita el número de cuenta o código de transformador que aparece en la factura, en caso de no serlo, ingresa el código del transformador al cual deseas conectarte o la dirección del proyecto.

2 Diligencia la solicitud en línea

Diligencia el formulario de solicitud en línea, en el cual deberás adjuntar el plano del proyecto, encuentra el modelo en la pestaña ¿Cómo conectarme? en el siguiente enlace: <https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-codensa/vender-energia-electrica.html>

En un inicio, independiente de que sea AGPE (≤10 kW CI ≤100KW) o GD hasta 100 kW, Enel, tomará: 2 días hábiles para revisar que la documentación, 5 días para subsanación del solicitante y finalmente 2 días más para revisión de ENEL.

3 Aprobación

Enel-Codensa cuenta con un máximo de 3 días hábiles (en el caso de AGPE ≤ 10KW) y 5 días (AGPE ≤100KW), contados a partir del día siguiente al recibo de la solicitud para emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión.

En caso de ser rechazada Enel-Codensa te informará los requisitos incumplidos, con 5 días para que puedas subsanar.

La vigencia de la aprobación es de 6 meses

PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN PARA AGPE Y GD HASTA 100 KW

4 Visita de verificación y pruebas

Se tiene hasta la visita de pruebas se realiza dos (2) días antes de la fecha de conexión del proyecto declarada en el formato simplificado, en esta visita debes aportar la certificación de conformidad RETIE.

Si se requieren ajustes, se programará una nueva visita dentro de los siete (7) días hábiles siguientes al de la primera visita.

*Si se llegasen a requerir visitas adicionales, debido a causas no atribuibles a Enel-Codensa, estas generan cobro

5 Conexión

Una vez verificada la instalación se programará la maniobra de energización cuando aplique, o se podrá conectar el proyecto durante la visita del paso 4.

¿Quién puede solicitar el servicio?

Cualquier persona natural o jurídica con la intención de ser autogenerador o generador distribuido

Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y Generación Distribuida (GD)
(Res. CREG 174/2021)

Generador: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW o aquellos que tienen por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente.

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

Autogenerador a pequeña escala: Persona Natural o jurídica que produce energía, principalmente para atender sus propias necesidades, cuya potencia instalada es inferior a 1 MW.

Autogenerador a gran escala: Persona Natural o jurídica produce energía, principalmente para atender sus propias necesidades, cuya potencia instalada es mayor a 1 MW.

Generador Distribuido: Persona jurídica que produce energía cerca de los centros de consumo, se encuentra conectado al Sistema de Distribución Local (SDL) y tiene una potencia instalada menor o igual a 0.1 MW.

Nota. La figura muestra la guía completa para presentación de proyectos AGPE, según CREG 174 de 2021. Elaboración propia basada en información suministrada por el operador.

- 8. Definir el procedimiento de revisión de proyectos de conexión AGPE, en el cual se incluirá la elaboración de instructivo interno y lista de verificación, donde se involucren los requisitos y los criterios mínimos para la aprobación de los mismos.**

Una vez el departamento de conexiones complejas en ENEL-CODENSA recibe los proyectos de conexión AGPE, estos son sometidos a un proceso de revisión del mismo, donde el área de la empresa en cuestión deberá auditar los requisitos y criterios mínimos para la aprobación satisfactoria, parcial o no aprobación del proyecto.

Como se ha mencionado en apartados anteriores, el proceso interno para aprobación de proyectos de conexión AGPE, inicia en el momento que es recibida la documentación que aporta el usuario. En este caso, el departamento de conexiones complejas y ENEL-CODENSA, disponen de dos días hábiles (según actualización CREG 174 de 2021), para revisar que la documentación se encuentre en regla, en caso de cumplir se procede con los siguientes pasos, pero, en caso de no cumplimiento, se otorgan cinco días para la subsanación del solicitante, más dos días adicionales para la nueva revisión del OR.

Posteriormente, el OR, cuenta con tres días hábiles (en el caso de $AGPE \leq 10kW$) y, 5 días hábiles (en caso de $AGPE \leq 100kW$). Para la revisión técnica de los documentos y los tiempos definidos por el solicitante. Teniendo que cumplir con lo expuesto en la tabla 9.

Tabla 9.

Requisitos técnicos para la validación de proyectos de conexión AGPE

Ítem	Requisito
1	Incluir localización general del proyecto, delimitar el predio indicando los límites con predios vecinos y espacio público. Indicar direcciones, coordenadas geográficas, etc.
2	Incluir planta general de ubicación proyectada (indicar la ubicación del sistema AGPE, especificar la ductería y conductores hasta el equipo de medida y/o barraje de conexión. Los detalles y vistas de la red de BT realizarlos sobre el entorno dentro predio. Indicando por donde pasa la red)
3	Incluir cortes verticales de la planta general donde se pueda validar el Transformador (cuando aplique), equipo de medida, el inversor (cuando aplique), paneles

4	Incluir el esquema eléctrico del sistema de AGPE o GD
5	Incluir el diagrama unifilar existente. (indicar punto de conexión, CD transformador, conductores, canalización, equipo de medida, barraje y cargas)
6	Incluir el diagrama unifilar proyectado. (indicar punto de conexión, CD transformador, conductores, canalización, equipo de medida, barraje, cargas y la conexión del sistema AGPE o GD)
7	Validar la protección en DC antes del inversor y la protección en AC después del inversor NTC2050 - 690
8	Incluir sistema de puesta a tierra independiente para el AGPE NTC2050 - 690 y garantizar que cumpla con RETIE 2013 - ARTÍCULO 15 Cuando por requerimientos de un edificio existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente
9	Incluir las características del equipo de medida existente y/o proyectado Generalidades 7.4.2 -7.4.3 Resolución Creg 038 - 2014. El autogenerador que venda energía a la red debe proyectar un medidor bidireccional que registre cada hora del día la energía que consume de manera separada de la energía que se vende. Garantizar que en el diseño (plano y memorias) queden las características del medidor
10	Para proyectos mayores 100kVA deben presentar el estudio de conexión, el formato e indicaciones lo puede encontrar en el siguiente link http://www.codensa.com.co/resolucion-creg-030
11	Si el cliente suministra el medidor es necesario que al entregarlo en laboratorio entregue el certificado de calibración y el software para realizar la parametrización. Los puertos de comunicación pueden ser, Serial RJ12, RJ45, o Bloque de pines: RS232 o RS485 (9600 8n1), Ethernet (TCP/IP) RJ45, para uso de módem comunicación remota y para descarga de información local se usa el puerto óptico. Los puertos deben habilitarse cuando se programa el medidor.
12	Para entrega de excedentes se debe garantizar un tomacorriente de 120 V para conexión del modem cerca al equipo de medida
13	En caso que sea un AGPE y no entregue excedentes, indicar los elementos de protección, control o maniobra que limitan la inyección de energía a la red (por ejemplo: i) Relé de potencia inversa ii) Regulación automática del inversor vs. carga iii) Protecciones internas inherentes al inversor). Explicar funcionamiento
14	Indicar en una tabla los valores de ajuste de las protecciones según la potencia (Acuerdo 1258 dic-2019). Explicar funcionamiento
15	La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. CREG 030-2018 (aplica activos uso)
16	Incluir una descripción general de funcionamiento del sistema AGPE, cuando no hay energía por parte del OR
17	Incluir la siguiente Nota: El día de inspección por parte del OR ENEL - CODENSA, el constructor y/o diseñador realizará las pruebas del Sistema Fotovoltaico diligenciando un protocolo y/o lista de chequeo. Adicional, se debe entregar copia original al OR de la certificación RETIE de la instalación.
18	Incluir la siguiente Nota: Garantizar el libre y fácil acceso, al inversor (cuando aplica) y equipos asociados al sistema de generación cuando la tecnología utilizada lo permita, por parte del personal autorizado por ENEL-CODENSA.
20	Queda terminantemente prohibido el empleo de materiales combustibles en las proximidades de las canalizaciones y de las máquinas o equipos bajo tensión. RETIE 2013-art.21

21	En una hoja incluir: el protocolo y/o lista de chequeo, donde se especifiquen las pruebas a ejecutar por personal competente el constructor y/o diseñador el día de la visita porte de Enel-Codensa
----	---

Nota. La tabla muestra los requisitos técnicos para conexión AGPE. Realizado con información suministrada por ENEL-CODENSA.

Por lo anterior, el presente documento expone un instructivo para la revisión interna de proyectos AGPE a manera de lista de chequeo, permite al personal que labora dentro del área de conexiones complejas, validar el cumplimiento o no de dichos criterios y requisitos en el procedimiento de aprobación de proyectos de conexión AGPE.

Este instructivo o lista de chequeo, se relaciona en el apéndice B del presente documento, donde, se pueden determinar 10 variables imprescindibles para la aprobación o no del proyecto AGPE, con el operador ENEL-CODENSA, estas se representan en la tabla 10 y el apéndice B, el formato refiere que el evaluador del proyecto especifique si cumple o no con el requisito, y los comentarios adicionales que crea pertinentes anexar dentro del formato, en relación a los requisitos técnicos del proyecto de conexión AGPE.

Tabla 10.

Detalles e ítems (variables) a revisar con los proyectos de conexión AGPE

Detalle	Variable
Localización general	Ubicación del precio Lugares aledaños Predios cercanos Vías de acceso Coordenadas georreferenciadas Descripción del predio
Planta general de la ubicación proyectada	Ubicación del sistema AGPE Especificar ductería hasta la medida Especificar conductores hasta la medida Referencia de cortes
Cortes verticales	Ubicación de transformador Ubicación del equipo de medida Ubicación de los inversores Ubicación de los paneles Ductería de los paneles Ductería y conductores asociados
Esquema eléctrico del sistema	

Descripción general del funcionamiento	
Diagrama unifilar existente	Punto de conexión CD del transformador Conductores Canalizaciones Equipo de medida existente Barrajes
Diagrama unifilar proyectado	Punto de conexión CD del transformador Conductores Canalizaciones Equipo de medida existente Barrajes Grupo de paneles Inversores Protecciones en AC y DC Sistema de puesta a tierra
Sistema de puesta a tierra- interconexión eléctrica	Características de conductores Equipotencialización con el SPT existente
Características del equipo de medida	Equipo de medida actual Equipo de medida proyectado
Listado de equipos	Equipos existentes Equipos proyectados

Nota. La tabla muestra los requisitos a verificar para la revisión técnica de proyectos de conexión AGPE. Realizado con información de ENEL-CODENSA.

8.1. Expectativa de proyectos AGPE aprobados con ENEL-CODENSA con respecto al nuevo procedimiento.

Con la entrada en vigencia de la resolución CREG 174 de 2021, se logra una metodología más clara y la reestructuración de los procesos y los procedimientos tanto del usuario solicitante como por parte del OR, con información clara y sencilla al cliente, se busca propiciar agilidad en el proceso de conexión, motivo por el que se tiene una alta expectativa por resolver de manera oportuna las solicitudes de conexiones AGPE. Con esto, las expectativas de ENEL-CODENSA son, en primer lugar, elevar el número de solicitudes y proyectos aprobados que viene en aumento desde el año 2018 hasta el año 2021 y que prevé para el año 2022, aprobar 230 de estos proyectos. Ver figura 4.

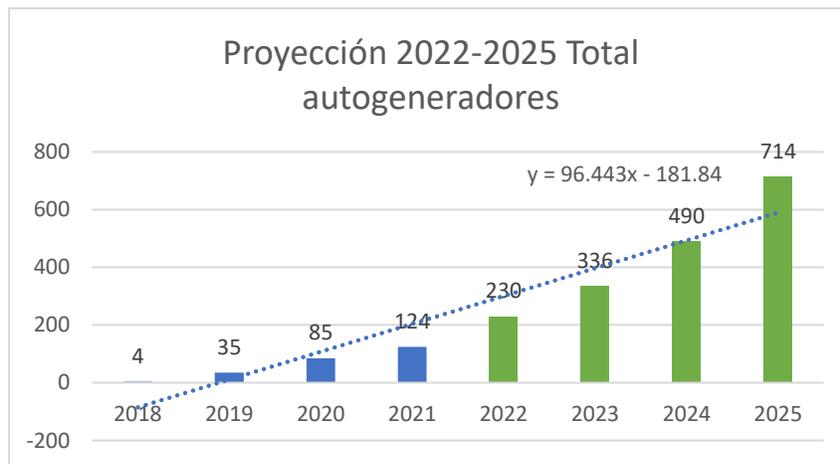
Esto para que el índice de aprobación se mantenga con una dinámica en aumento, ya que, históricamente, de 2018 a 2021 pasó de 4 autogeneradores a un total de 124, es decir, un aumento del 3.100% y con proyecciones de 230 autogeneradores a 2022 y 714 autogeneradores para 2025, de darse la misma tendencia. Ver figura 4.

Para esto, se usará año a año el indicador de aprobaciones AGPE:

$$\frac{\text{Número de proyectos AGPE funcionando}}{\text{Número AGPE esperados}} \times 100$$

Figura 4.

Proyecciones conexión AGPE 2022-2025



Fuente: Información facilitada por ENEL-CODENSA (2021)

En segunda medida, es apropiado que la empresa ENEL-CODENSA mantenga la política implementada en 2021, donde, se busca medir la satisfacción del cliente y la calidad en el proceso de AGPE, con lo que se usará el indicador:

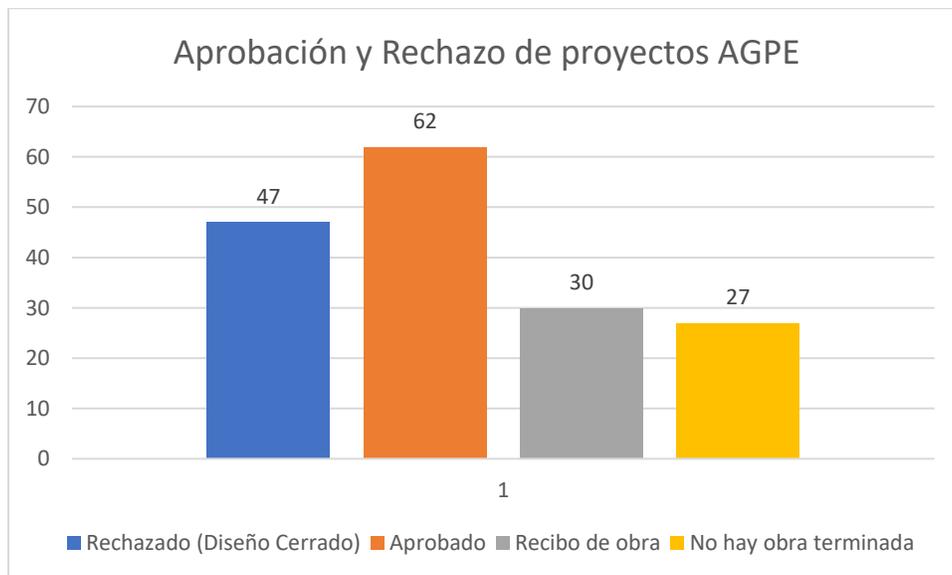
$$\frac{\text{Número de valoraciones positivas}}{\text{Total de valoraciones obtenidas}} \times 100$$

Con lo anterior se busca que las respuestas y aceptaciones de proyectos AGPE sean más efectivas y se puedan medir en el tiempo, identificando los clientes, su nivel de satisfacción y finalmente los autogeneradores aprobados por ENEL-CODENSA año a año. Para finalmente

reducir los rechazos, puesto se detectó gracias a la información suministrada por la entidad que, desde el periodo de 2 de marzo al 1 de junio del 2021, se han gestionado un total de 109 solicitudes por parte del Área encargada de AGPE- zona sur de la empresa, de los cuales, a 47 solicitudes se les rechazó, asignándoles la condición de “diseño cerrado”, 5 usuarios rechazaron la solicitud de visita por parte de ENEL-CODENSA, y 57 proyectos pasaron a la segunda fase de recibo de obra, pero allí, en la inspección realizada por los Ingenieros a cargo, se detectó que 27 de ellos, no tenían la obra terminada al momento de la visita. Ver figura 5. Igualmente se detectó que existe un promedio de respuesta a la solicitud de 3,42 días (aproximadamente 3 días), para determinar si el diseño y sus especificaciones cumplen o No, y si estos deben estar sujetos a correcciones inmediatas. Por otro lado, un promedio de 2,65 días (aproximadamente 3 días) para la visita de RO – Recibo de Obra, validando que la misma esté terminada según lo planteado en su solicitud y diseños.

Figura 5.

Proyectos AGPE aprobados y rechazados, por parte del operador ENEL-CODENSA



Nota: El gráfico representa los 109 proyectos solicitados por usuarios a ENEL-CODENSA, de los cuales los dos primeros muestran proyectos rechazados, y los dos últimos exponen las solicitudes aprobadas, entre las que se encuentran las visitas aprobadas y aquellos que no han sido terminados. Fuente: Elaboración propia con datos suministrados por el OR.

Conclusiones

Con el desarrollo del presente trabajo de grado, se concluye que, el cambio procedimental en ENEL-CONDENSA, con la puesta en marcha de la Resolución 174 de 2021, le supone para el operador, una actualización de su política interna en el proceso de recepción de solicitudes de proyectos de conexión AGPE presentados por terceros, los cuales deben ser más efectivos en el momento de recepción de solicitudes, el control a la documentación y soportes técnicos, con el fin de minimizar las solicitudes rechazadas.

En razón de lo anterior, como consecuencia de la aplicación de lo establecido por la CREG 174 de 2021 se derivan una serie de actualizaciones para el procedimiento de revisión y validación de los proyectos de conexión AGPE solicitados por usuarios a ENEL-CODENSA.

Se identificó que, existen cambios en relación con la vigente resolución con respecto a la resolución CREG 030, en tanto, para octubre de 2021 se modifican y amplían algunas características de la resolución, regulando así las entregas de excedentes que han ido en aumento por parte de los autogeneradores, los tiempos de respuesta de los operadores sobre aprobaciones o negativas a las solicitudes y las capacidades de generación de energía de los AGPE, los AGGE y GD conectados a la red nacional. En síntesis, la resolución actual, agiliza y aclara los aspectos operativos y comerciales en los procesos de conexión a la red, tanto nacional como regional. Es así como se expone la CREG 174 de 2021 que, a su vez, es el producto de un proyecto de resolución que avanzó desde el mes de febrero del 2021 (CREG 002), el cual tuvo 1083 comentarios de 54 participantes del mercado, para que, fuese aprobado finalmente por el regulador este oficio, bajo la CREG 174 de 2021.

Estas nuevas determinaciones, permiten, por ejemplo, que los generadores distribuidos, puedan tener una capacidad nominal instalada de hasta menos de 1MW que, sumado a las

determinantes de los AGPE, exista más cobertura, mayor concurrencia de los usuarios y transparencia en la asignación de conexiones, pudiendo acceder a fuentes no convencionales y renovables de energía solar fotovoltaica, hidráulica y eólica entre otras.

Posteriormente, con el avance de este estudio y la práctica empresarial se identificó que el proceso actual que se desarrolla dentro del operador, se ha actualizado a lo estipulado por la CREG 174 de 2021, ajustando su estructura y procedimientos para la validación de las solicitudes de conexión de proyectos AGPE, en tanto ajusta sus recursos. En este sentido ENEL-CODENSA, desde enero del año 2021, destinando recursos para la actualización en el área de conexiones complejas, donde, en un inicio se capacitó conforme el proyecto de resolución CREG 002 de 2021, con el fin de tener reglas más claras para la conexión de este tipo de proyecto, como: utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo; considerar generadores distribuidos aquellos generadores con capacidad instalada o nominal de generación menor o igual a 1MW; se mantienen las condiciones para la integración de estos proyectos; se establece los procedimientos simplificados de conexión al SDL o STR, entre otras.

Con esto presente, este trabajo de grado propuso al operador ENEL-CODENSA, así como a sus usuarios, la guía práctica donde se puede tener, de manera completa el detalle del paso a paso del mismo proceso. En estas guías, se detallan de cara al solicitante, los requisitos que deberá cumplir en materia documental y técnica, los tiempos y plazos con que cuenta ENEL-CODENSA y el usuario para dar respuestas y subsanar los faltantes, periodos para la implementación de la red, entregas de excedentes a la red nacional, entre otras. Ver apéndice A.

Esto mismo facilitó que, con el desarrollo de este trabajo de grado se pudiese poner a disposición de ENEL-CODENSA, una lista de verificación que valide los requisitos y criterios

mínimos para la aprobación de los proyectos, este se presente en el apéndice B, del presente documento y detalla las variables de: localización general del proyecto, cortes verticales, diagrama unifilar existente y proyectado, esquema eléctrico del sistema, sistema a puesta a tierra interconexión eléctrica, características del equipo de medida etc. Ver apéndice B.

Finalmente, se sugiere al OR ENEL-CODENSA, capacitar a los terceros que estén en proceso de solicitud de estas conexiones AGPE, para identificar y subsanar cuáles son las contantes dificultades que estos presentan al momento de la radicación de sus proyectos con respecto al cumplimiento de los requisitos, asimismo, instruir sobre el cumplimiento y diligenciamiento de los estudios técnicos exigidos por el OR para conexiones AGPE, siguiendo estos en aumento para cumplir con lo esperado por ENEL-CODENSA, donde, según lo proyectado para 2022, es de 230 autogeneradores y, a 2025 que es haber aprobado un total de 714 de dichas conexiones. Esta cercanía con los usuarios le permite al OR, diferenciar los usuarios que tramiten con mayor frecuencia estas solicitudes de conexión y brindar mayor agilidad al momento de sus trámites, al igual que puedan estos radicar las solicitudes de nuevos usuarios. Acompañando lo anterior de encuestas de satisfacción donde se permita al usuario validar la calidad del proceso frente a sus solicitudes y medir el indicador de satisfacción del cliente AGPE.

Referencias

- ACOLGEN. (2021). *Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica*,. <https://www.acolgen.org.co/>
- Ariza Rodríguez, J. D., y Ospino Gómez, R. A. (2015). *Guía Teórica práctica de energía solar fotovoltaica* [Tesis, Universidad de la Costa]. <https://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/921/72004882%20y%201048289911.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Blanco-Orozco, N. V. (2021). Generación de energía eléctrica en sistemas de generación distribuida de pequeña escala usando bioenergía en Nicaragua. *Revista Fuentes, el reventón energético*, 19(1), 21-31. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/12371>
- Briones Moya, M. A. E. (2015). *Ciclo Kalina para generación eléctrica de pequeña escala con fuentes solares en el norte de Chile* [Tesis, Universidad de Chile]. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/137109>
- Caratori, L., Carlino, H., Gutman, V., Levy, A., y Magnasco, E. (2015). *Estudio sobre Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos*. Banco Interamericano de Desarrollo-BID. [https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Estudio-sobre-pequeños-
aprovechamientos-hidroeléctricos-\(PAH\)-proyecto-de-una-NAMA.pdf](https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Estudio-sobre-pequeños-aprovechamientos-hidroeléctricos-(PAH)-proyecto-de-una-NAMA.pdf)
- CEPAL, y Naciones Unidas. (2015). *El desafío de la sostenibilidad ambiental en América Latina y el Caribe*.

Chuqui Quinteros, M. M. (2014). *Análisis de generación distribuida en hogares y edificaciones* [Tesis, Universidad Politécnica Salesiana].

<http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/7529>

Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. (2018). *Resolución No. 030 de mayo de 2018*. p. 13.

Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. (2021). *Resolución No. 174 de octubre de 2021*. *Resolución 030 de 2018*, (2018) (testimony of CREG 030).
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191>

Resolución 174 de 2021, (2021) (testimony of CREG 174).
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/\\$FILE/Creg174-2021.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/c99b2f316a59fffb052587950077d9d1/$FILE/Creg174-2021.pdf)

Creswell, J. W. (2017). *Investigación Cualitativa y Diseño Investigativo*. UTP.
<https://academia.utp.edu.co/seminario-investigacion-II/files/2017/08/INVESTIGACION-CUALITATIVACreswell.pdf>

Cubillos-Parra, J. D. (2019). *Punto piloto experimental para generación no convencional de energía con fuentes renovables. (Modelo para Bogotá)* [Tesis, Universidad católica de Colombia]. <https://repository.ucatolica.edu.co/handle/10983/23361>

Díaz Corcobado, T., y Carmona Rubio, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas: Ciclo formativo de grado medio*. McGraw Hill.

Espitia Rey, C. M. (2017). *Guía metodológica para la implementación de sistemas fotovoltaicos a pequeña escala en Colombia*. [Tesis, Universidad de Santander].
<https://repositorio.udes.edu.co/bitstream/001/659/1/Gu%C3%ADa%20metodol%C3%B3>

gica%20para%20la%20implementaci%C3%B3n%20de%20sistemas%20fotovoltaicos%20a%20peque%C3%B1a%20escala%20en%20Colombia.pdf

Fenés, G., y Energía Estratégica. (2021). *Los principales cambios que estudia el Gobierno de Colombia en Generación Distribuida con renovables—Energía Estratégica*.
<https://www.energiaestrategica.com/los-principales-cambios-que-estudia-el-gobierno-de-colombia-en-generacion-distribuida-con-renovables/>

García Ardila, J. S. (2018). *Propuesta metodológica para el desarrollo de un modelo de negocio de autogeneración a pequeña escala utilizando energía solar fotovoltaica en el SDL del operador de red CENS S.A E.S.P.* [Tesis, Universidad Autónoma de Bucaramanga].
https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/1499/2018_Tesis_Garcia_Ardila_Joan_Sneider.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., y Pilar Baptista Lucio, M. (2014). *Metodología de la investigación*. McGraw-Hill.

Lucas Herguedas, A. I. de. (2012). *Biomasa, combustibles y sostenibilidad*. ITAGRA.

Malagón, E. (2017, diciembre 12). La hidroelectricidad, la mayor fuente de energía sostenible. ¡Aquí te decimos por qué! *Energía para el Futuro*. <https://blogs.iadb.org/energia/es/la-hidroelectricidad-la-mayor-fuente-de-energia-sostenible-aqui-te-decimos-por-que/>

Medina Rincón, S., y Venegas Camargo, A. K. (2018). ENERGÍAS RENOVABLES UN FUTURO OPTIMO PARA COLOMBIA. *Punto de vista*, 9(13).
<https://doi.org/10.15765/pdv.v9i13.1120>

Menna. (2018, noviembre 5). *BIOMASA | Qué es, características, ejemplos y como funciona*.
<https://como-funciona.co/la-biomasa/>

- Naciones Unidas. (1987). *Informe de la Comisión Mundial sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo* (Asamblea General N.º 87-18470).
http://www.ecominga.uqam.ca/PDF/BIBLIOGRAPHIE/GUIDE_Lecture_1/CMMAD-Informe-Comision-Brundtland-sobre-Medio-Ambiente-Desarrollo.pdf
- Osorio, J. (2015). *Referenciamiento internacional para la autogeneración en Colombia*. [Trabajo de grado para optar por el título de Especialista en Ingeniería, Área transmisión y distribución de Energía Eléctrica, Universidad Pontificia Bolivariana].
<https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/2492/Trabajo%20de%20Grado%20Referenciamiento%20de%20Autogeneracion%20a%20nivel%20Mundial%20%20Jorge%20Osorio.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Proexport, y XM- ISA. (2011). *Sector de Energía Renovable en Colombia*.
<http://portugalcolombia.com/media/Sector-de-Energias-Renovaveis.pdf>
- QuestionPro. (2016, agosto 3). Métodos de investigación: Qué son y cómo elegirlos. *QuestionPro*.
<https://www.questionpro.com/blog/es/metodos-de-investigacion/>
- Rodríguez Gómez, D., y Valdeoriola Roquet, J. (2009). *Metodología de la Investigación*. Universitat Oberta de Catalunya. https://www.upn162-zamora.edu.mx/plan/archivos/c144b4_Metodolog%C3%ADa%20de%20la%20investigaci%C3%B3n_M%C3%B3dulo%201%20David%20Rodr%C3%ADguez.pdf
- Secretaría de Energía. (2008). *Energías Renovables. Energía Eólica*. Secretaría de Energía.
- Solvys, R. (2005). *¿Qué es la Energía Fotovoltaica? – Unas notas explicativas –*. Instituto Tecnológico y de Energías Renovables S.A. https://www.agenergia.org/wp-content/uploads/2018/05/1234263746_Qu__es_la_energ_a_fv_ITER.pdf

- Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, Ministerio de Minas y energía, Banco Interamericano de Desarrollo, y Fondo para el Medio Ambiente Mundial. (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf
- Vargas B., J. P., y Navia A., G. (2015). Desarrollo de un sistema de control para la captura y medición experimental de la eficiencia y curva característica i-v en tiempo real de un sistema fotovoltaico utilizando labview® y arduino. *Investigación & Desarrollo*, 1(15), 49-64. http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S2518-44312015000100006&lng=es&nrm=iso&tlng=es
- XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (2017). *Demanda de energía nacional*. <http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/4-1-Demandade-energia-nacional.aspx#>.
- Zuleta Ojeda, D. A., y Escalante Valek, J. A. (2019). *Análisis de escenarios para autogeneración a pequeña escala (AGPE) a partir de sistemas fotovoltaicos (fv) conectados a red, bajo el marco regulatorio de la Ley 1715 de 2014 – Resolución CREG 030 de 2018* [Tesis, Universidad Autónoma de Bucaramanga]. <https://repository.unab.edu.co/handle/20.500.12749/7120>

Apéndices

Apéndice A. Guía completa de solicitudes de conexión CREG 174 de 2021





Generador: Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW o aquellos que tienen por los menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente.

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

Autogenerador a pequeña escala: Persona Natural o jurídica que produce energía, principalmente para atender sus propias necesidades, cuya potencia instalada es inferior a 1 MW.

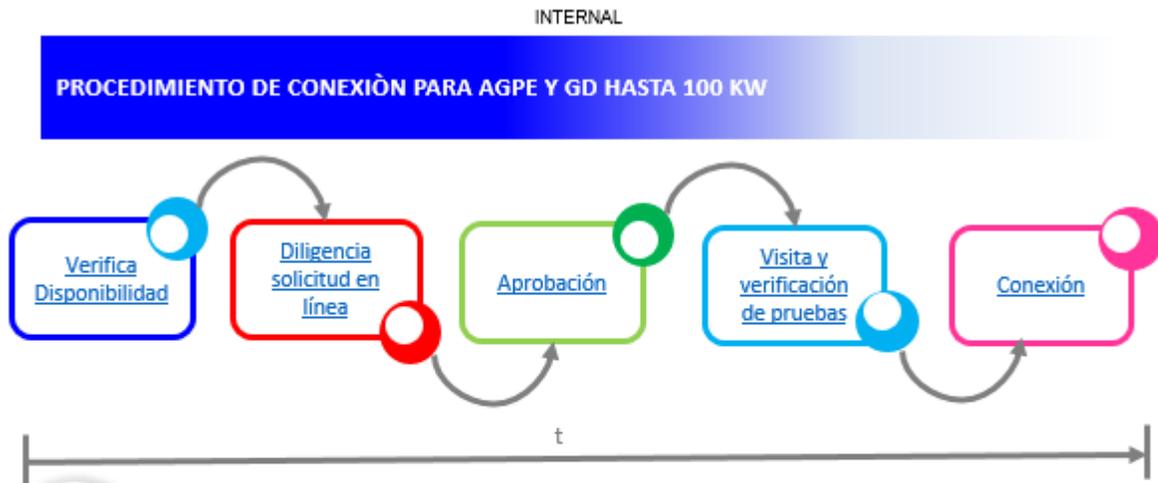
Autogenerador a gran escala: Persona Natural o jurídica produce energía, principalmente para atender sus propias necesidades, cuya potencia instalada es mayor a 1 MW.

Generador Distribuido: Persona jurídica que produce energía cerca de los centros de consumo, se encuentra conectado al Sistema de Distribución Local (SDL) y tiene una potencia instalada menor o igual a 0.1 MW.



¿Quién puede solicitar el servicio?

Cualquier persona natural o jurídica con la intención de ser autogenerador o generador distribuido



1 Verifica Disponibilidad

Verificar la disponibilidad en nuestro aplicativo o ingresa al siguiente link:
<https://creg030-enelcodensa.mpsig.com/>

Si eres usuario Enel-Codensa digita el número de cuenta o código de transformador que aparece en la factura, en caso de no serlo, ingresa el código del transformador al cual deseas conectarte o la dirección del proyecto.

2 Diligencia la solicitud en línea

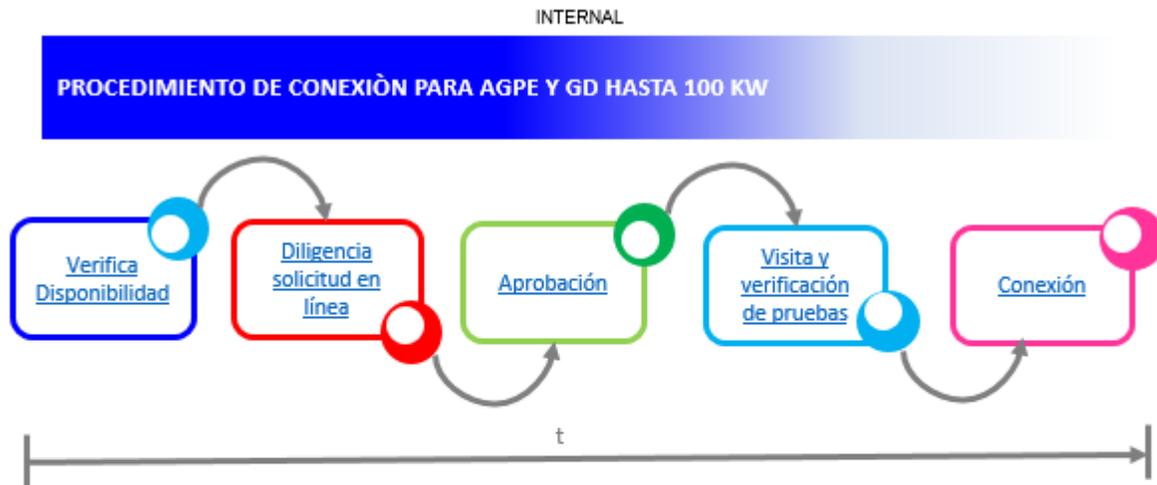
Diligencia el formulario de solicitud en línea, en el cual deberás adjuntar el plano del proyecto, encuentra el modelo en la pestaña ¿Cómo conectarme? en el siguiente enlace:
<https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-codensa/vender-energia-electrica.html>

En un inicio, independiente de que sea AGPE (≤ 10 kW CI ≤ 100 kW) o GD hasta 100 kW, Enel, tomará: 2 días hábiles para revisar que la documentación, 5 días para subsanación del solicitante y finalmente 2 días más para revisión de ENEL.

3 Aprobación

Enel-Codensa cuenta con un máximo de 3 días hábiles (en el caso de AGPE ≤ 10 kW) y 5 días (AGPE ≤ 100 kW), contados a partir del día siguiente al recibo de la solicitud para emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión.

En caso de ser rechazada Enel-Codensa te informará los requisitos incumplidos, con 5 días para que puedas subsanar.
 La vigencia de la aprobación es de 6 meses



Visita de verificación y pruebas

4

Se tiene hasta La visita de pruebas se realiza dos (2) días antes de la fecha de conexión del proyecto declarada en el formato simplificado, en esta visita debes aportar la certificación de conformidad RETIE.

Si se requieren ajustes, se programará una nueva visita dentro de los siete (7) días hábiles siguientes al de la primera visita.

*Si se llegasen a requerir visitas adicionales, debido a causas no atribuibles a Enel-Codensa, éstas generan cobro

Conexión

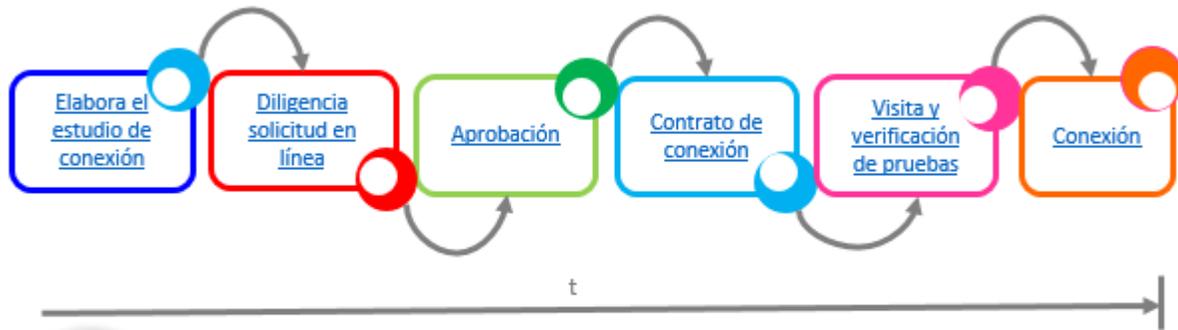
5

Una vez verificada la instalación se programará la maniobra de energización cuando aplique, o se podrá conectar el proyecto durante la visita del paso 4.



INTERNAL

PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN PARA AGPE MAYORES A 100 KW Y HASTA 1MW



Elaboración del estudio 1

Prepara el estudio de conexión de acuerdo a la guía que podrás encontrar en la pestaña ¿Cómo conectarme? del siguiente link:
<https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-codensa/vender-energia-electrica.html>

La información para elaborar el estudio la podrás solicitar al diligenciar el formulario en línea indicando que no posees el estudio de conexión.



Diligencia la solicitud en línea 2

Diligencia el formulario de solicitud en línea, en el cual deberás adjuntar el plano del proyecto y el estudio de conexión, encuentra el modelo en la pestaña ¿Cómo conectarme? en el siguiente link:
<https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-codensa/vender-energia-electrica.html>

ENEL cuenta con 5 días hábiles para revisar la documentación, en caso de no cumplir (faltantes), se otorgan 5 días adicionales para que el solicitante subsane el hecho.



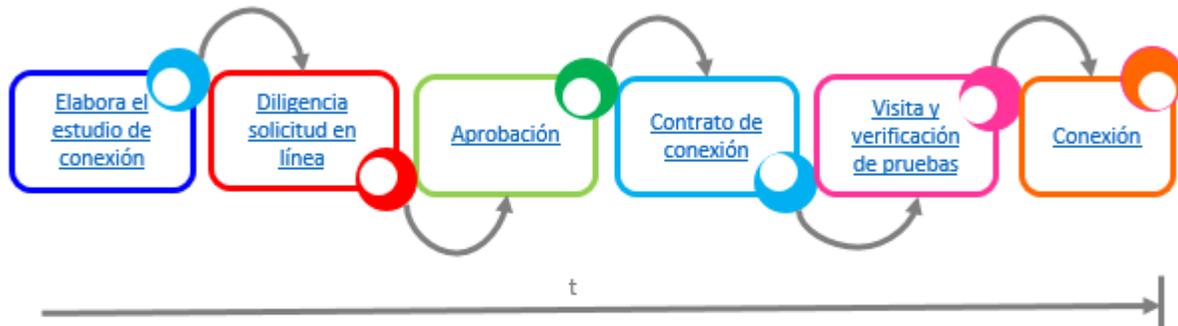
Aprobación 3

Enel-Codensa cuenta con hasta 10 días hábiles contados a partir del día siguiente al recibo de la solicitud para verificar técnicamente la documentación y emitir o no concepto sobre la viabilidad de la conexión.

En caso de ser rechazada Enel-Codensa te informará los requisitos incumplidos

INTERNAL

PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN PARA AGPE MAYORES A 100 KW Y HASTA 1MW



Contrato de conexión

4

Si la solicitud es aprobada, suscribiremos un Contrato de Conexión de acuerdo a la resolución CREG 174 de 2021 en un máximo de 5 días hábiles siguientes a la fecha de remisión del resultado de viabilidad técnica.

El incumplimiento del plazo para firmar el Contrato de Conexión, liberará a Enel-Codensa de mantener la potencia de transporte asignada.

*Si después de una segunda visita se requiere programar más visitas, por causas no atribuidas a Enel-Codensa, se generará un cobro adicional.



Visita de verificación y pruebas

5

Programaremos una fecha para la visita de pruebas de acuerdo a lo pactado en el contrato, en esa visita debes aportar la certificación de conformidad RETIE.

Si se requieren ajustes se programará una nueva visita dentro de los siete (7) días hábiles siguientes al de la primera vista.



Conexión

6

Una vez verificada la instalación se programará la maniobra de energización cuanto aplique o se podrá conectar el proyecto durante alguna de las visitas del paso 5.



CONEXIONES PARA PRODUCTORES

Tras la ResCREG 174 de 2021, el solicitante deberá cumplir con los siguientes procedimientos y requisitos para su proceso de conexión AGPE ante el operador de Red, en este caso Enel-Codensa.

PROCEDIMIENTOS

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
No entregan energía a la red	AGGE	< 5 MW (2)	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ
	AGPE	≤ 1 MW	NO	SÍ	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ
	AGGE	Cualquier capacidad	NO	SÍ	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ



CONEXIONES PARA PRODUCTORES

DOCUMENTOS

Tipo	Descripción del documento tipo
A	Estudio de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la presente Resolución.
B	Formulario de conexión simplificado de que trata el artículo 12 de la presente Resolución CREG 174 de 2021
C	Certificado de capacitación o experiencia en la instalación tipo.
D	Manual del (de los) dispositivo(s) que controla(n) la no inyección a red o la inyección a red en algún nivel fijo de potencia o energía. Si el inversor cuenta con dicha función, se debe entregar el manual del inversor. Si se tiene entrega de energía a la red y no se tiene un control de inyección en algún nivel fijo de potencia o energía, el documento no es necesario. Si no se tiene entrega de energía a la red, el documento si es necesario. Para un GD no aplica, pues la potencia máxima declarada corresponde a la capacidad efectiva neta.
E	Archivo de la consulta de la disponibilidad de red en el punto de conexión en la página web del OR, esto para los casos de AGPE que inyectan energía a la red y los GD y que se conectan a nivel de tensión 1. El sistema de información de disponibilidad de red debe generar el archivo con el resultado de la búsqueda en formato PDF, JPG u otros, para que el usuario lo pueda descargar.
F	Documento donde se demuestre el cumplimiento de normas para inversores, definidas en el formulario de conexión simplificado. Mediante certificado de producto o el RETIE si ya establece la demostración anterior
G	Otra documentación: i) los diagramas unifilares (usar una norma nacional o internacional), ii) documento con la identificación esquemática de la conexión del sistema de puesta a tierra con su conductor correspondiente y que contenga el esquema de protecciones con sus características, iii) documento con las distancias de seguridad respecto a las redes existentes y el cuadro de cargas de la demanda total. Se deberá aplicar lo que el RETIE especifique para la documentación anterior.



CONEXIONES PARA PRODUCTORES

**Definición tiempos-revisión
NO ENTREGA EXCEDENTES**

Definición de Tiempos - Etapa de revisión de completitud de la documentación y tiempos

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
			Días hábiles		
No entregan energía a la red	AGPE	CI ≤ 1 MW	2	5	2
	AGGE	Cualquier capacidad			

Consideraciones Importantes

1. Similar a procedimientos 1 y 2 de la Res. CREG 030 de 2018 (contiene ambos)
2. No tiene en cuenta si la tecnología es con o sin inversores.
3. Incluye nuevo parámetro de decisión, si es AGPE O AGGE.
4. Depende de las potencias nominales de las tecnologías.
5. Al Realizar solicitud: Cliente carga documentos: B, C, D (si aplica), E (si aplica), F (si aplica) y G
6. Revisión documental, operativa y completitud. No verifica calidad.
7. Revisión técnica
8. Se incorpora un nuevo criterio, plazo adicional de 3 meses de vigencia a través de página web.
9. Se incluye requerimiento según CREG 135 de 2021

Definición de Tiempos - Etapa de verificación técnica de la documentación y tiempos.

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
			Días hábiles		
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



CONEXIONES PARA PRODUCTORES

Definición tiempos-revisión ENTREGA EXCEDENTES

Definición de Tiempos - Etapa de revisión de completitud de la documentación y tiempos

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
			Días hábiles		
Entregan energía a la red	AGPE	CI > 100 kW	5	5	5
	GD				
	AGGE	CI < 5 MW (2)			
	GD				
	AGPE	CI ≤ 100 kW	2	5	2
	GD				

Definición de Tiempos - Etapa de verificación técnica de la documentación y tiempos.

Condición (1)	Tipo	Capacidad instalada o nominal (CI) o por conexión en nivel de tensión NT 1, 2 o 3	Tiempo de revisión del OR	Tiempo de subsanación del solicitante	Tiempo de revisión del OR luego de subsanación
			Días hábiles		
Entregan energía a la red	AGPE	NT 2 o 3	10	10	5
	GD				
	AGGE	NT 1			
	GD				

Consideraciones Importantes:

1. Similar a procedimientos 3, 4 y 5 de la Res. CREG 030 de 2018 (contiene ambos)
2. No tiene en cuenta si la tecnología es con o sin inversores.
3. Incluye nuevo parámetro de decisión, si es AGPE O AGGE.
4. Depende de las potencias nominales de las tecnologías.
5. Revisión documental, operativa y completitud. No verifica calidad.
6. Revisión técnica
7. Se incorpora un nuevo criterio, plazo adicional de 3 meses de vigencia a través de página web.
8. Para AGGE, se incluye prórrogas de 24 o 12 meses dependiendo de la tipificación definida en la resolución.
9. Se incluye requerimiento según CREG 135 de 2021



enel

Enel-Codensa: Cra 13 A # 93 – 66 – Bogotá, Colombia
601-601 6060 www.enel.com.co

Apéndice B. Check-list para revisión interna de proyectos de conexión AGPE



Subgerencia Network Development
 Departamento Obras MT
 Proyectos AGPE Y GD

Número de proyecto					
Capacidad instalada		≤ 0.1 MW			
ID	DETALLE	¿QUÉ ES?	ITEM	CUMPLE?	COMENTARIOS
1	Localización general		Ubicación del predio		
			Lugares aledaños		
			Predios cercanos		
			Vías de acceso		
			Coordenadas georeferenciadas		
2	Planta general de la ubicación proyectada		Dirección del predio		
			Ubicación del sistema AGPE		
			Especificar ductería hasta la medida		
			Especificar conductores hasta la medida		
3	Cortes verticales		Referencia de cortes		
			Ubicación del transformador		
			Ubicación del equipo de medida		
			Ubicación de los inversores		
			Ubicación de los paneles		
	Ductería y conductores asociados				
4	Esquema eléctrico del sistema				
5	Tipificación general de funcionamiento				
6	Diagrama unifilar existente		Punto de conexión		
			CD del transformador		
			Conductores		
			Canalizaciones		
			Equipo de medida existente		
			Barrajes		
7	Diagrama unifilar proyectado		Punto de conexión		
			CD del transformador		
			Conductores		
			Canalizaciones		
			Equipo de medida existente		
			Barrajes		
			Grupo de paneles		
			Inversores		
			Protecciones en AC y DC		
			Sistema de puesta a tierra		
8	Sistema de puesta a tierra - Interconexión eléctrica		Características de conductores		
			Equipotencialización con el SPT existente		
9	Características del equipo de medida		Equipo de medida actual		
			Equipo de medida proyectado		
10	Listado de equipos		Equipos existentes		
			Equipos proyectados		
11	Formato de presentación				