



Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aa):	4/10/2021
Proyecto de Decreto/Resolución:	<i>“Por la cual se modifica la Resolución MME 4 0590 de 2019”</i>

1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN

Este documento presenta el análisis que sustenta la modificación del artículo 36 de la Resolución MME 4 0590 de 2019 mediante la cual se implementa un mecanismo de contratación a largo plazo, complementario a los mecanismos de contratación existentes en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) y que cumple con los objetivos de política establecidos en el Decreto 570 de 2018.

En este sentido, se exponen las consideraciones para efecto de realizar la modificación mencionada. Dichas consideraciones tienen como objetivo armonizar la Fecha de Inicio de las Obligaciones (FIO), su prórroga máxima y las nuevas condiciones para la Fecha de Puesta en Operación (FPO) establecidas recientemente por la Resolución CREG 075 de 2021. A continuación, se presentan cada una de las aclaraciones y/o cambios introducidos como parte de las condiciones del esquema de contratación de largo plazo, junto con su correspondiente análisis de procedencia.

1.1. Antecedentes

La implementación del mecanismo de subasta de contratación de energía a largo plazo, establecido por la Resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, requiere del trabajo coordinado entre diferentes entidades del sector eléctrico: Ministerio de Minas y Energía (MME), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), entre otros.

El MME como encargado de la política pública del sector realiza los análisis que permiten convocar cada subasta, a la vez que establece y/o ajusta el mecanismo de subasta de acuerdo con el contexto de la implementación. También, tiene a su cargo la definición de la demanda objetivo, la minuta del contrato y sus garantías de pago y de cumplimiento, entre otros.

La CREG está encargada de definir las condiciones de competencia que se deben cumplir para la implementación de la subasta, la garantía que asegura la puesta en operación de las plantas adjudicadas y el traslado a la tarifa del usuario regulado, del valor de los contratos de energía a largo plazo resultantes del proceso. Además, define los precios topes individual y promedio necesarios para el día de la adjudicación.

La UPME está encargada de definir el factor de planta para cada tipo de generación y realizar algunos de los trámites necesarios para la participación de estos dentro de cada subasta, por ejemplo, la emisión de conceptos de conexión y sus respectivos ajustes, el registro de cada proyecto en la fase correspondiente, entre otros. Se resalta que la UPME fue la encargada de implementar la subasta de contratación a largo plazo en el mes de octubre de 2019.

El ASIC, en su papel de subastador para esta nueva implementación, es quien elabora y publica los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas de la subasta junto con las adendas correspondientes, y quien está encargado de la implementación de la subasta. También, es quien realiza la administración centralizada de los contratos y garantías resultantes de cada implementación de la subasta.

De acuerdo con lo anterior, dado que el mecanismo de subasta puede ser convocado múltiples veces y, bajo contextos nacionales e internacionales variables, cada que se convoque a uno nuevo es necesario realizar una revisión general de los aspectos relacionados para confirmar que las definiciones continúen siendo las adecuadas y en caso contrario realizar los ajustes pertinentes.



Para el caso específico de la implementación de la nueva subasta de energías renovables se ha realizado un monitoreo permanente de las reglas de la subasta en conjunto con las entidades relacionadas y con la participación de los interesados, dando lugar a algunos ajustes en el mecanismo de subasta como los planteados en la Resolución MME 4 0141 de 2021.

No obstante, de acuerdo con el monitoreo continuo y los cambios recientes que ha tenido el marco regulatorio para la conexión de plantas de generación, se ha evidenciado la necesidad de realizar un nuevo ajuste relacionado con la garantía de puesta en operación que asegura que las plantas de generación adjudicadas con este mecanismo de subasta entren en operación.

Se resalta que estas plantas de generación, adjudicadas mediante el mecanismo definido en la Resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, aun cuando no están pensadas para aportar en la confiabilidad del suministro de energía eléctrica, como por ejemplo, las plantas que cuentan con Obligaciones de Energía en Firme, sí contribuyen al cumplimiento de los objetivos señalados en el Decreto 570 de 2018: i) fortalecer la matriz energética de Colombia haciéndola más resiliente ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo; ii) promover mercados más competitivos que permitieran la formación de precios eficientes; iii) contrarrestar los efectos de la variabilidad climática haciendo un uso responsable del potencial del país en recursos renovables como el sol o el viento; iv) fortalecer la seguridad energética regional al fomentar el desarrollo de proyectos económicamente sostenibles; y v) disminuir con lo anterior las emisiones de Gases de Efecto Invernadero – GEI del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

1.2. Esquema garantía de puesta en operación para la subasta de octubre de 2019

La Resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias definen las reglas generales para la implementación de un mecanismo que promueve la contratación de energía eléctrica a largo plazo entre: i) agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista (MEM); y ii) personas naturales o jurídicas propietarias o representantes comerciales de proyectos de generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FN CER) cuya capacidad sea mayor o igual a 5 MW.

Entre las reglas establecidas en la Resolución en mención, se destaca que los contratos de energía eléctrica a largo plazo resultantes de la adjudicación son financieros, con la particularidad de que los vendedores deben constituir una garantía en la que aseguren que sus proyectos de generación FN CER adjudicados, entrarán en operación antes de la FIO más dos años, tal como lo establece el artículo 36 de la Resolución MME 4 0590 de 2019, modificado por el artículo 7 de la Resolución MME 4 0678 de 2019:

“ARTÍCULO 36. GARANTÍA DE PUESTA EN OPERACIÓN. La CREG definirá la garantía asociada a la entrada en operación comercial de los proyectos de generación adjudicados en la Subasta. La CREG deberá definir por lo menos: las obligaciones a garantizar, el administrador de la garantía, los eventos de incumplimiento, los criterios y tipos de garantías admisibles, la metodología aplicable a los montos a garantizar, los mecanismos de ajuste que se requieran y el destino de los dineros resultantes al hacerla efectiva.

Para efectos de la garantía de puesta en operación, el Vendedor podrá prorrogar, hasta por un plazo máximo de dos (2) años, contados a partir de la fecha de inicio de las obligaciones de suministro de energía eléctrica, sin que dicha prórroga implique ejecución alguna de la garantía de puesta en operación.

En ningún caso la prórroga aquí mencionada suspenderá las obligaciones de suministro de energía del Vendedor.”

En cumplimiento del artículo en mención, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, en el marco de la implementación para el mes de octubre de 2019 de la Subasta de Contratación a Largo Plazo de Energía (SCLP2-2019), expidió la Resolución CREG 107 de 2019 en la que define la garantía de puesta en operación



comercial que deben entregar los vendedores que resulten adjudicados en el mecanismo definido en la Resolución MME 4 0590 de 2019.

La resolución de la CREG estableció que el valor de la cobertura de la garantía sería el equivalente en pesos del precio de cada uno de los contratos multiplicado por el 10% del total de la energía adjudicada para cada vendedor con la planta asociada a dicha energía, para un año. Además, el artículo 8 estableció que en el caso de que el proyecto de generación FNCER no entre en operación antes de la FIO, el vendedor deberá ajustar el valor de la cobertura y la vigencia de la garantía cada seis meses antes de la ejecución de la garantía, obteniendo el siguiente esquema para los proyectos adjudicatarios de la SCLPE de octubre de 2019:

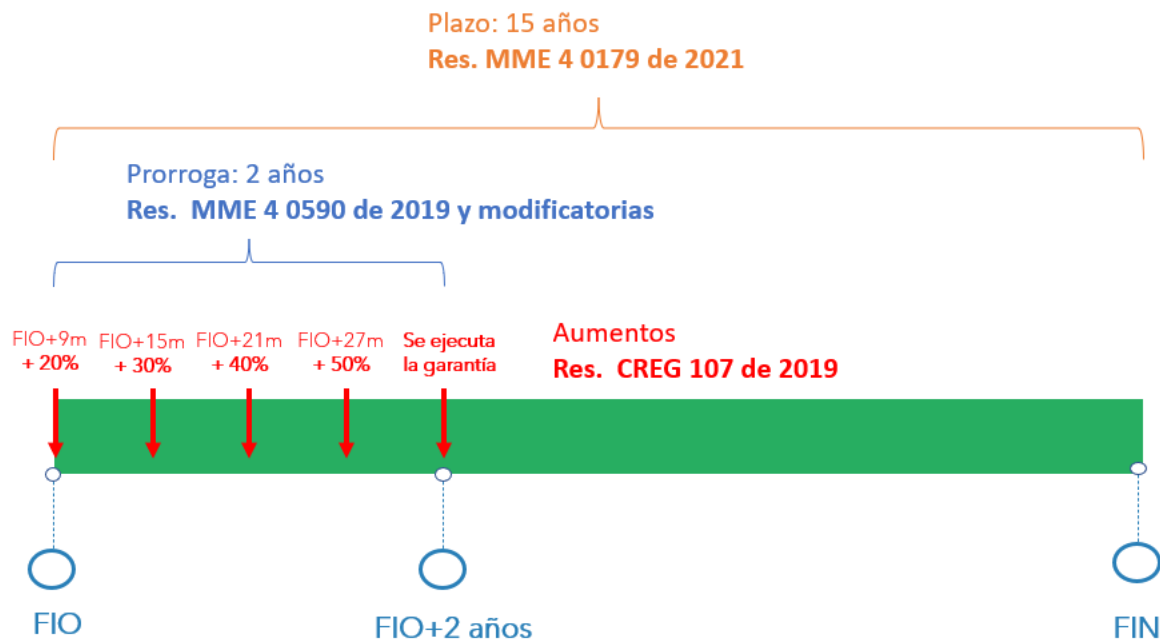


Figura 1. Esquema para proyectos de generador adjudicados en la SCLP2

De la Figura 1, se observa que en caso de que la Fecha de Puesta en Operación (FPO) de un proyecto de generación con compromisos en la SCLPE llevada a cabo en octubre de 2019, sea posterior a la FIO, la cobertura de su garantía se aumentaría a 20%, 30%, 40% y 50% hasta ejecutarse al cabo de la FIO más dos años, en los casos que correspondan. De igual forma se observa que la vigencia de su garantía debería ampliarse 9, 15, 21 y 27 meses hasta ejecutarse.

Se resalta que este esquema fue propuesto para el año 2019, considerando que los proyectos de generación se regían por un marco regulatorio, en el que, por ejemplo: i) podían modificar su FPO sin mayores restricciones; ii) tenían garantías de reserva de capacidad relativamente bajas, de 1 USD por el número de kW de la capacidad de transporte asignada; iii) esta garantía no tenía un plazo de constitución específico; iv) no se establecían aumentos en la cobertura de la garantía de reserva de capacidad ante el incumplimiento de hitos de la ejecución del proyecto; y v) no se tenían causales expresas de liberación del punto de conexión, entre otros.

1.3. Implementación de la subasta convocada por la Resolución 4 0591 de 2019

Como resultado de la implementación de la subasta de contratación de energía a largo plazo desarrollada en octubre de 2019, el subastador asignó 12.050 MWh-día entre 38 agentes comercializadores y 6 vendedores



que representan 9 proyectos de generación FNCER los cuales suman una capacidad instalada de más de 1.300 MW y se muestran en la siguiente figura.

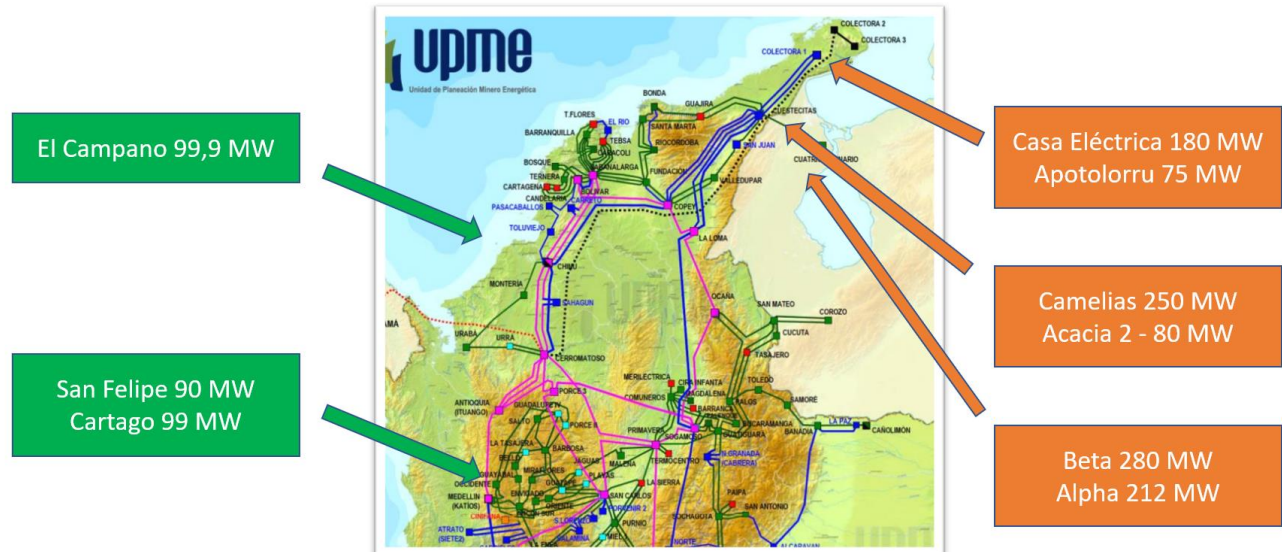


Figura 2. Proyectos de generación adjudicados en la SCLP2

De estos 9 proyectos de generación adjudicados en la SCLP2, 3 de ellos no dependen de la ejecución de obras de expansión de transmisión nacional o regional, por lo que su entrada en operación únicamente depende de la gestión que realice el inversionista sobre la ejecución de su proyecto. Los demás proyectos de generación dependen de la previa puesta en operación de algunas obras de expansión relacionadas con las siguientes convocatorias públicas en ejecución: i) UPME No. 09-2016, nueva subestación Cuestecitas 500 kV y nuevas líneas Cuestecitas – Copey 500 kV y Copey – Fundación 220 kV; ii) UPME 06-2017, nueva subestación Colectora 500 kV, doble circuito Cuestecitas – Colectora 500 kV y Cuestecitas – La Loma 500 kV; y iii) UPME 10-2019, nueva línea Río Córdoba – Bonda 220 kV.

En relación con la ejecución de obras de expansión nacional y regional, se ha evidenciado que los inversionistas han requerido tiempos mayores generalmente por causas ajenas a su debida diligencia, tales como las demoras en la respuesta de las autoridades ambientales o de orden nacional y territorial, tiempos mayores en las consultas previas y las recientes afectaciones logísticas causadas por la pandemia generada por el COVID-19. Lo anterior, implica que las fechas de puesta en operación de estas obras de expansión se vean retrasadas, causando demoras no gestionables para los proyectos de generación que dependen de estas obras de expansión para su puesta en operación.

1.4. Ajuste del marco regulatorio para la asignación de capacidad de transporte a proyectos de generación

De otra parte, se tiene que el Ministerio de Minas y Energía estableció los lineamientos de política pública que deben cumplirse para que se asigne la capacidad de transporte a generadores de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Por lo que, en cumplimiento de estos lineamientos de política pública, la CREG expidió la Resolución CREG 075 de 2021 y sus modificatorias, por medio de la cual establece las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el SIN.

De esta última resolución se destacan algunos ajustes: i) la garantía de reserva de capacidad aumentó 10 veces, quedando en 10 USD por el número de kW de la capacidad de transporte asignada; ii) se establece un plazo máximo de cuatro (4) meses luego de la emisión del concepto de conexión por parte de la UPME para que el interesado entregue la curva S y la garantía de reserva de capacidad correspondiente; iii) se



establece que el incumplimiento de los hitos de la curva S genera que la cobertura de la garantía de capacidad de transporte se duplique; iv) se listan las razones por las cuales un promotor puede solicitar la modificación de la Fecha de Puesta en Operación; y v) se listan los casos en los que se liberará la capacidad de transporte.

Es importante señalar que para las condiciones iii) y iv) la resolución en mención señala algunas condiciones especiales para los proyectos de generación con obligaciones asignadas a través de los mecanismos dispuestos por el Gobierno nacional, el Ministerio de Minas y Energía o la CREG.

1.5. Revisión del esquema garantía de puesta en operación para la subasta convocada por la Resolución 4 0179 de 2021

Para el año en curso el Gobierno nacional decidió convocar una nueva Subasta de Contratación a Largo Plazo que se está implementando actualmente y tiene como fecha máxima de adjudicación el 31 de octubre de 2021, de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución 4 0179 de 2021. En el marco de esta nueva implementación, el MME revisó nuevamente el esquema de garantía de puesta en operación, mostrado en la Figura 1, evidenciando la necesidad de armonizar las condiciones de la garantía de fecha de puesta en operación con el nuevo marco regulatorio dado por la Resolución CREG 075 de 2021 y con la realidad de las obras de expansión nacionales y regionales.

Inicialmente se observó que, en el nuevo contexto normativo dado por la Resolución CREG 075 de 2021 para los proyectos de generación, definidos como proyectos clase 1, se crearon condicionantes para el cambio de la FPO, permitiendo su modificación únicamente en el evento en el que el desarrollador demuestre causales que estén por fuera de su debida diligencia:

“Artículo 17. Cambios en la fecha de puesta en operación. Los interesados que desarrollen proyectos clase 1 podrán solicitar la modificación de la fecha de puesta de operación solo en los siguientes casos:

- a) Por razones de fuerza mayor.
- b) Cuando por razones de orden público, acreditadas por una autoridad competente, el desarrollo del proyecto presenta atrasos en su programa.
- c) Atrasos en la obtención de permisos, licencias o trámites, por causas ajenas a la debida diligencia del interesado.
- d) Cuando las obras de expansión del SIN presenten atrasos que no permitan la entrada en operación del proyecto.

En todo caso, el cambio en la fecha de puesta en operación deberá ser aprobado por la UPME, sujeto a la revisión de los criterios utilizados al momento de asignación de la capacidad de transporte.

Este cambio se registrará en el sistema de información de la ventanilla única para que sea de conocimiento público y, a la vez, se enviará una alerta al respectivo transportador.”

También, se evidenció que la garantía de reserva de capacidad de transmisión aumentó a 10 USD por el número de kW de la capacidad de transporte asignada y que el incumplimiento de los hitos de la curva S definida causaba aumentos considerables en su cobertura, llegando incluso hasta su ejecución:

“Artículo 32. Ajustes por incumplimiento de la Curva S. Cuando se evidencie el incumplimiento de alguna de las fechas establecidas para los hitos descritos en el artículo 29, identificados en la curva S de referencia de un proyecto clase 1, se procederá de la siguiente forma:

- a) Cuando se incumpla por primera vez un hito de la curva S, el interesado deberá actualizar el valor de cobertura de la garantía para reserva de capacidad, multiplicando por dos (2) el monto garantizado al momento del incumplimiento.
- b) Cuando se dé un segundo incumplimiento, el interesado deberá actualizar el valor de cobertura de la garantía para reserva de capacidad multiplicando por dos (2) el monto garantizado al momento de evidenciar este incumplimiento.



- c) Si se llega a un tercer incumplimiento, se procederá a la ejecución de la garantía para reserva de capacidad, y se aplicará lo previsto en el artículo 33 en cuanto a la liberación de la capacidad de transporte asignada.

Si, para los casos mencionados en los literales a) y b), en el siguiente informe a entregar, no se demuestra que el hito incumplido ya se completó, se entenderá que se presenta un nuevo incumplimiento. El incumplimiento de cada hito se cuenta por separado, así coincidan en el tiempo.

La UPME, a través de la ventanilla única, y en el término que ella defina, deberá informar al ASIC cuando se presente algún incumplimiento, indicando si se trata del primero, el segundo, o si hay más de dos.

El interesado tiene un plazo de quince (15) días hábiles, contados a partir de la fecha en la que la UPME informe de la situación, para entregar al ASIC la garantía con la actualización del valor de la cobertura en los términos previstos en este artículo.”

Finalmente se observó que se crearon unas causales estrictas para la liberación de la capacidad de conexión, las cuales consideran condiciones especiales para los proyectos de generación con obligaciones asignadas a través de los mecanismos dispuestos por el Gobierno nacional, el Ministerio de Minas y Energía o la CREG:

“Artículo 33. Liberación de la capacidad de transporte. La capacidad de transporte asignada a un proyecto clase 1 en el concepto de conexión se liberará cuando ocurra al menos uno de los siguientes casos:

- a) Cuando en los informes de seguimiento se concluya que el proyecto no puede ser ejecutado.
- b) El interesado no cumplió oportunamente las obligaciones establecidas en el último inciso del párrafo del artículo 24, en el artículo 28 o en el artículo 52.
- c) El interesado no prorrogó la garantía de reserva de capacidad, o no actualizó el valor de la cobertura, en los términos establecidos en esta resolución.
- d) Se llega a un tercer incumplimiento de acuerdo con lo previsto en el artículo 32.

Si se presenta al menos uno de los anteriores casos se liberará la capacidad de transporte asignada al proyecto, a no ser de que se trate de proyectos de generación con obligaciones asignadas a través de los mecanismos dispuestos por el Gobierno Nacional, el Ministerio de Minas y Energía o la CREG, o que, de acuerdo con la ponderación de las actividades descritas en la curva S que ya estén ejecutadas, y con base en los informes de seguimiento, se determine que el avance del proyecto supera el 60%. Cuando se den estas excepciones, se mantendrá la capacidad de transporte asignada.

Si después de la ejecución parcial de la garantía, prevista en el artículo 25, el interesado manifiesta su intención de continuar con la ejecución del proyecto deberá, dentro del mes siguiente, actualizar la vigencia de la garantía, multiplicar por dos (2) el valor restante de la cobertura y, además, deberá poner en operación el proyecto en la fecha prevista, o en la modificada de acuerdo con lo establecido en esta resolución. Si se alcanza esta fecha sin que el proyecto haya entrado en operación, se ejecutará la garantía.

Parágrafo 1. También se liberará la capacidad de transporte cuando se presente la situación prevista en el segundo inciso del artículo 22, o la planta no reingresa de acuerdo con lo previsto en el artículo 23.

Parágrafo 2. El interesado cuyo proyecto pierda la capacidad de transporte asignada podrá solicitarla nuevamente para el mismo proyecto, conforme a los procedimientos establecidos en esta resolución, solo después de que hayan transcurrido doce (12) meses desde la liberación de dicha capacidad.”

De acuerdo con el nuevo panorama regulatorio, el MME considera que en este contexto la Fecha de Puesta en Operación (FPO) de los proyectos de generación refleja la realidad de su ejecución y por tanto encuentra conveniente armonizar el esquema de la garantía de puesta en operación con esta fecha tal que la fecha definitiva sea el máximo entre la Fecha de Inicio de Obligaciones más 2 años, y la Fecha de Puesta en Operación que tenga el proyecto aprobada por la UPME.



En este sentido, el nuevo esquema para la garantía de puesta en operación acoge y armoniza la Resolución CREG 075 de 2021 en cuanto a que conecta la FPO del proyecto de generación con el periodo máximo en el que se puede prorrogar la garantía de puesta en operación.

Por último, se debe tener en cuenta que el numeral 4.2 *Determinación de la fecha de entrada en operación del proyecto de transmisión* de la Resolución CREG 022 de 2001 y sus modificatorias, señala que, para el caso de conexión de plantas o unidades de generación, se deben considerar 3 meses luego de la entrada de las obras de transmisión para ejecutar las pruebas requeridas para la conexión de los equipos de generación.

2. AMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La resolución en mención aplica a los agentes del Mercado de Energía Mayorista que realicen la actividad de comercialización de energía eléctrica con destino a usuarios finales del mercado regulado y no regulado, y a las personas naturales o jurídicas propietarias o representantes comerciales de proyectos de generación.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1. Análisis expreso y detallado de las normas que otorgan la competencia para la expedición del correspondiente acto

La resolución se expide con base en las facultades que se encuentran contenidas en el artículo 67.3 de la Ley 142 de 1994, los artículos 2, 6 y 85 de la Ley 143 de 1994, el artículo 9 de la Ley 489 de 1998, el artículo 3 del Decreto 1258 de 2003, los numerales 3, 4 y 5 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, el Decreto 0570 de 2018 que adiciona al Decreto 1073 de 2015, el numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014 y el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019.

3.2. La vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Las normas arriba relacionadas se encuentran vigentes desde su publicación y son de carácter permanente en el tiempo, por lo que su vigencia y efectos no están sujetos a un plazo.

3.3. Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas, si alguno de estos efectos se produce con la expedición del respectivo acto

La disposición que pretende ser modificada es la Resolución 4 0590 de 2019 en su artículo 36.

3.4. Revisión y análisis de las decisiones judiciales de los órganos de cierre de cada jurisdicción que pudieran tener impacto o ser relevantes para la expedición del acto

De acuerdo con la información suministrada y avalada por el Grupo de Defensa Judicial y Asuntos Constitucionales de la Oficina Asesora Jurídica, una vez analizadas las bases de datos de procesos con las que cuenta dicha dependencia, no se evidenciaron sentencias judiciales expedidas con relación a la expedición de la presente resolución.

4. IMPACTO ECONÓMICO (Si se requiere)

De acuerdo con lo expuesto en el numeral 1 del presente documento, se espera que este proyecto de resolución incentive de manera positiva la generación de empleo y la reactivación económica impulsada por el Gobierno nacional en el presente año.



5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL (Si se requiere)

No aplica

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN (Si se requiere)

Por medio de este proyecto de resolución se promueve la contratación a largo plazo con FNCER lo que tendrá un impacto positivo en el medio ambiente al incentivar la incorporación de fuentes de generación de energía que contribuyan a:

- Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.
- Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO (Si cuenta con ellos)

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria <i>(Firmada por el servidor público competente – entidad originadora)</i>	-
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo <i>(Cuando se trate de un proyecto de reglamento técnico o de procedimientos de evaluación de conformidad)</i>	N/A
Informe de observaciones y respuestas <i>(Análisis del informe con la evaluación de las observaciones de los ciudadanos y grupos de interés sobre el proyecto normativo)</i>	-
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio <i>(Cuando los proyectos normativos tengan incidencia en la libre competencia de los mercados)</i>	-



El futuro
es de todos

Gobierno
de Colombia

FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA

Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública <i>(Cuando el proyecto normativo adopte o modifique un trámite)</i>	N/A
Otro <i>(Cualquier otro aspecto que la entidad originadora de la norma considere relevante o de importancia)</i>	N/A

JULIÁN ANTONIO ROJAS ROJAS

Jefe de la Oficina de Asuntos
Regulatorios y Empresariales

PAOLA GALEANO ECHEVERRI

Jefe de la Oficina Asesora Jurídica

Elaboró: Laura C. Sepúlveda Martín / Yohana C. Galvis Silva.
Revisó y aprobó: Julián A. Rojas Rojas / Paola Galeano Echeverri