



Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aa):	12/04/2023
Proyecto de Resolución:	"Por la cual se deroga la Resolución 40715 de 2019 y la Resolución 40060 de 2021 y, se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019"

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

1.1. Antecedentes

El artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 estableció que con el *"objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca."*

Es importante resaltar que, la Corte Constitucional **declaró exequible el artículo 296 de la ley 1955 de 2019** mediante la sentencia C-56 de 2021, frente a los cargos de: a) violación del principio de ley; b) desconocimiento de la potestad reglamentaria del presidente, y c) por violación de las libertades económicas. En este último caso la corte resolvió *"que el artículo 296 en efecto limita el ejercicio de la libertad de competencia, la libre iniciativa privada, la libertad de empresa y la libre contratación en el MEM. Sin embargo, partir de la aplicación de un test de proporcionalidad de intensidad débil, concluyó que dichas limitaciones eran compatibles con la Constitución y se encontraban justificadas. Esto, en tanto la norma (i) persigue finalidades constitucionales legítimas y (ii) implementa un medio idóneo -sistema de cuota de compra de energía proveniente de FNCER- para alcanzarlas. La Sala Plena consideró que las afectaciones leves que, en el corto plazo, el cumplimiento de la obligación de compra de energía proveniente de FNCER implica para el ejercicio de las libertades económicas de los agentes comercializadores y generadores del MEM, son compensadas ampliamente por los beneficios de mediano y largo plazo que la implementación que el sistema de cuota de compra de energía producirá para la eficiencia y competitividad del sector energético, la adaptabilidad de la matriz energética y la mitigación del cambio climático"*.

Ahora bien, la referida disposición fue reglamentada parcialmente por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 4 0715 de 2019, en la que establece que *"los agentes Comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que el diez por ciento (10%) de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales del mercado regulado en un año provengan de fuentes no convencionales de energía no renovable (...)"*. Además, esta resolución definió los mecanismos de mercado y las características para cumplir con la obligación junto con el tiempo de inicio de exigibilidad de esta obligación que se estableció a partir del año 2022 (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

Posteriormente, el Ministerio de Minas y Energía reglamentó totalmente la referida disposición mediante la Resolución 4 0060 del 2021, por la cual se amplía el ámbito de aplicación, extendiendo la obligación a los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista (MEM) que realicen la actividad de comercialización de energía eléctrica con destino a usuarios finales, incluyendo la totalidad de los usuarios regulados y no regulados. Para este caso, el tiempo de inicio de exigibilidad de la obligación sería a partir del año 2023 (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**).

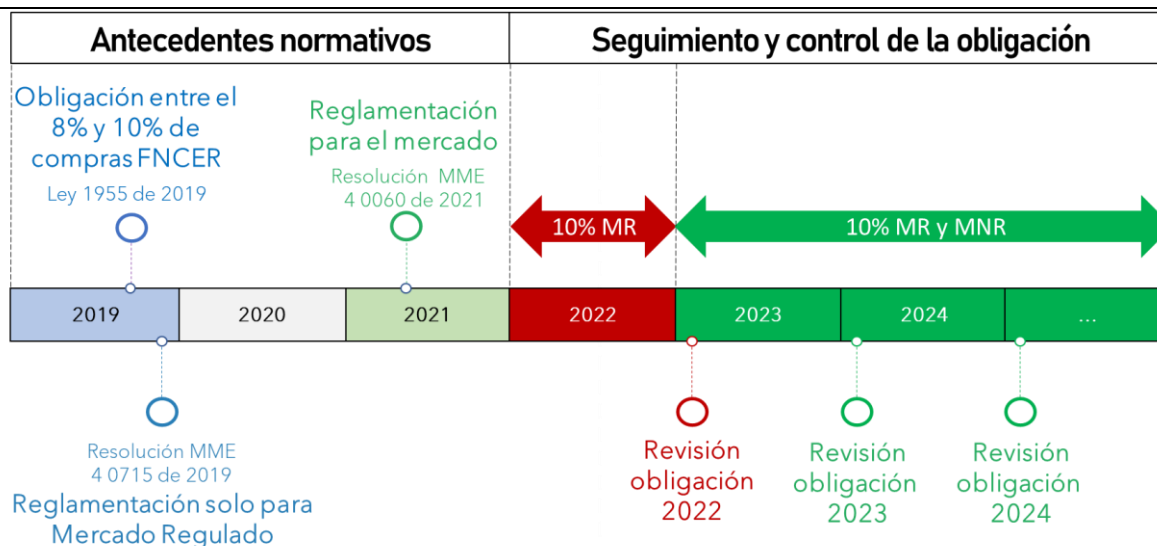


Figura 1. Antecedentes normativos y seguimiento de la obligación reglamentada totalmente

Las Resoluciones MME 4 0715 de 2019 y 4 0060 de 2021 establecen que, para el cumplimiento de la obligación, los agentes comercializadores que atienden usuarios finales del mercado regulado y no regulado deberán celebrar contratos de compra de energía que cumplan con las siguientes condiciones:

1. La energía deberá provenir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable – FNCER. Para el cumplimiento de esta condición se tendrá en cuenta lo dispuesto en el numeral 17, Artículo 5 de la Ley 1715 de 2014 o las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.
2. La energía deberá ser adquirida mediante contratos de largo plazo, con períodos de suministro mayor o igual a diez (10) años, registrados ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).
3. Los contratos de largo plazo deberán ser suscritos bajo las reglas de los siguientes mecanismos de mercado:
 - a) Los mecanismos que defina el Ministerio de Minas y Energía para el cumplimiento de los objetivos de política contenidos en el Decreto número 0570 de 2018 o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan;
 - b) Los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica, aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), bajo las reglas contenidas en la Resolución CREG 114 de 2018 o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan;
 - c) Las convocatorias públicas que deben adelantar los comercializadores minoristas para la celebración de contratos de energía eléctrica destinados a atender el mercado regulado en cumplimiento de las reglas contenidas en la Resolución CREG 079 de 2019¹ o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.

¹ Resolución en consulta al momento de expedición de la Resolución MME 4 0715 de 2019 y publicada oficialmente como Resolución CREG 130 de 2019.



3.1. Revisión de mecanismos de mercado permitidos:

En esta sección se realiza un recuento de los mecanismos de mercado disponibles a la fecha y cómo su implementación ha aportado al cumplimiento de la obligación reglamentada:

3.1.1. Los mecanismos que defina el Ministerio de Minas y Energía para el cumplimiento de los objetivos de política contenidos en el Decreto número 0570 de 2018 o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan:

Mediante Resolución 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, el Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto número 0570 de 2018, definió un mecanismo que promueve la contratación de energía a largo plazo exclusivo para proyectos de generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Este mecanismo ha sido implementado en dos oportunidades, la primera convocada mediante Resolución MME 4 0591 de 2019 y la segunda convocada mediante Resolución MME 4 0179 de 2021.

La Subasta de Contratación a Largo Plazo de Energía implementada en el segundo semestre del año 2019 (SCLPE 2019) contó con la participación de 38 proyectos de generación FNCER y de 23 agentes comercializadores que fueron habilitados para ofertar, es decir, que estos participantes cumplieron con los requisitos de precalificación incluida la aprobación de la garantía de seriedad². A continuación, se resumen los resultados de la adjudicación:

- Se asignaron contratos de energía a largo plazo para 9 proyectos de generación FNCER con una capacidad de 1.373,9 MW que corresponden a 3 proyectos solares y 6 proyectos eólicos, los cuales firmaron contratos con 22 comercializadores de la subasta y 28 comercializadores del mecanismo complementario.
- En total se adjudicaron 12.050,5 MWh-día con un precio promedio ponderado de 97,35 COP/kWh constantes a octubre de 2019 y sin incluir CERE.
- Se resalta que solo 23 agentes de comercialización resultaron habilitados para ofertar en la subasta en relación con los 63 agentes de comercialización registrados en ASIC a la fecha. Además, de los 38 proyectos de generación habilitados para ofertar en la subasta solo 9 resultaron adjudicados.

De otra parte, la Subasta de Contratación a Largo Plazo de Energía implementada en el segundo semestre del año 2021 (SCLPE 2021) contó con la participación de 29 proyectos de generación FNCER y de 45 agentes comercializadores que fueron habilitados para ofertar, es decir, que estos participantes cumplieron con los requisitos de precalificación incluida la aprobación de la garantía de seriedad³. A continuación, se resumen los resultados de la adjudicación:

- Se asignaron contratos de energía a largo plazo para 11 proyectos de generación solares con una capacidad de 796,3 MW, los cuales debían firmar contratos con 7 comercializadores de la subasta y 46 comercializadores del mecanismo complementario.

² Informe sobre la realización de la subasta. Fuente: https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Documents/Subasta-CLPE-02-2019/Informe_al_minenergia_subasta_CLPE-02-2019.pdf

³ Informe sobre la realización de la subasta. Fuente: https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Documents/Subasta-CLPE-02-2019/Informe_al_minenergia_subasta_CLPE-02-2019.pdf



- En total se adjudicaron 4.595,67 MWh-día con un precio promedio ponderado de 155,81 COP/kWh constantes a octubre de 2021 y sin incluir CERE.
- Se resalta que 45 agentes de comercialización resultaron habilitados para ofertar en la subasta en relación con los 63 agentes de comercialización registrados en ASIC a la fecha. Además, de los 29 proyectos de generación habilitados para ofertar en la subasta solo 11 resultaron adjudicados.

La Tabla 1 resume los proyectos de generación FNCER que fueron adjudicados en las SCLPE 2019 y SCLPE 2021, mecanismos de contratación permitidos para cumplir con la obligación de compra de energía proveniente de FNCER. Esta tabla realiza una distinción entre las fases de adjudicación de cada subasta, se resalta que “*Inicial*” hace referencia al mecanismo establecido en la Resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias, y “*MC*” hace referencia al Mecanismo Complementario de las subastas establecidos en las Resoluciones MME 4 0791 de 2019 y MME 40305 de 2021.

Tabla 1. Resumen de proyectos adjudicados con este mecanismo

Proyecto	MW	Tecnología	Subasta	Fase
San Felipe	90	Solar	SCLPE 2019	Inicial
Cartago	99	Solar	SCLPE 2019	Inicial
El Campano	99,9	Solar	SCLPE 2019	Inicial y MC
Beta	280	Eólico	SCLPE 2019	Inicial
Casa Eléctrica	180	Eólico	SCLPE 2019	Inicial
Alpha	212	Eólico	SCLPE 2019	Inicial
Camelia	250	Eólico	SCLPE 2019	Inicial
Acacia 2	80	Eólico	SCLPE 2019	Inicial y MC
Apitolorru	75	Eólico	SCLPE 2019	MC
Bosques Solares de los Llanos 6	79,6	Solar	SCLPE 2021	Inicial
Manglares	99,9	Solar	SCLPE 2021	Inicial
Pubenza PSR2	50	Solar	SCLPE 2021	Inicial
Escobal 6	99	Solar	SCLPE 2021	Inicial
Tepuy	83	Solar	SCLPE 2021	Inicial
Caracolí I	50	Solar	SCLPE 2021	Inicial y MC
Nabusimake	99,9	Solar	SCLPE 2021	MC
Sunnorte	35	Solar	SCLPE 2021	MC
URRÁ	19,9	Solar	SCLPE 2021	MC
La Mata	80	Solar	SCLPE 2021	MC
La Unión	100	Solar	SCLPE 2021	MC
TOTAL	2162,2	-	-	-

La Figura 2 muestra una comparación de la energía FNCER comprometida en la SCLPE 2019 y SCLPE 2021, respecto a la demanda nacional que se obtuvo para el año 2021, con el fin de dimensionar la contribución de este mecanismo a la obligación reglamentada. Como se puede observar, por medio de estas dos subastas los agentes comercializadores lograron comprometer cerca del 12% de la demanda de energía del mercado regulado o cerca del 8,3% si se compara con la demanda de la totalidad de los usuarios, lo anterior, tomando como referencia los valores de demanda que ocurrieron en el año 2021.

Se aclara que el ejercicio que se presenta en la Figura 2 es estimativo y tiene como único fin dimensionar la



contribución de este mecanismo. Entendemos que se trata de contratos de energía a 15 años y que el inicio de las obligaciones de la SCLPE 2019 fue el 1 de enero de 2022, mientras que el inicio de las obligaciones de la SCLPE 2021 será 1 de enero del 2023. En cuanto a la demanda comercial, se resalta que la utilizada para el seguimiento y control de la obligación será la demanda real para los años 2022 en adelante, por lo que a partir del año 2022, la contribución porcentual será menor si se considera la demanda anual real y las condiciones de seguimiento y control establecidas en las Resoluciones MME 4 0715 de 2019 y MME 4 0060 de 2021.

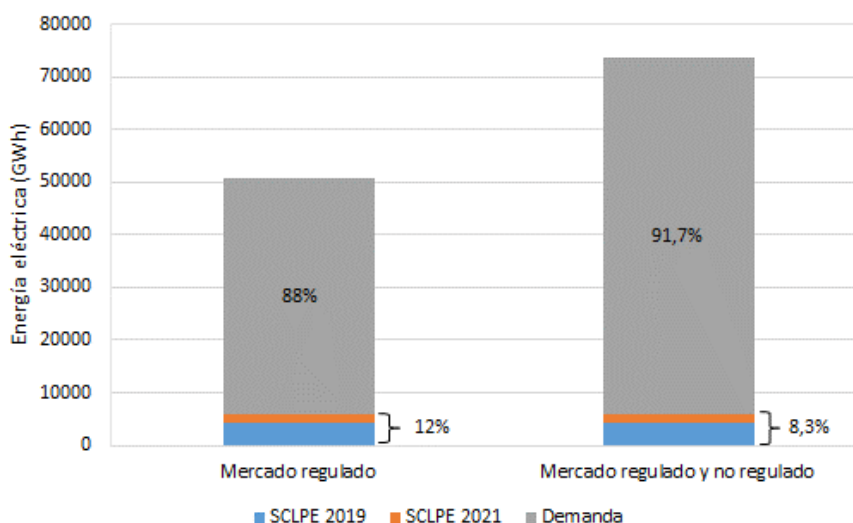


Figura 2. Comparación entre la energía anual FNCER comprometida en la SCLPE 2019 y SCLPE 2021 y la demanda anual de energía del año 2021.⁴

3.1.2. Los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica, aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), bajo las reglas contenidas en la Resolución CREG 114 de 2018 o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan:

A corte de octubre de 2022 se entiende que existen dos mecanismos de comercialización propuestos bajo las reglas contenidas en la Resolución CREG 114 de 2018, uno propuesto por la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC) que está en proceso de aprobación por parte de la CREG y otro aprobado recientemente propuesto por Mercados de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos (DERIVEX) bajo la resolución 101 020 de 2022. Dichos mecanismos no han contribuido para que los comercializadores cumplan su porcentaje de energía proveniente de FNCER bajo estos mecanismos al menos durante el año 2022 y probablemente durante el año 2023.

3.1.3. Las convocatorias públicas que deben adelantar los comercializadores minoristas para la celebración de contratos de energía eléctrica destinados a atender el mercado regulado en cumplimiento de las reglas contenidas en la Resolución CREG 079 de 2019⁵ o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan:

⁴ Fuente de información: Datos de demanda - <https://www.xm.com.co/noticias/4590-demanda-de-energia-en-2021-marca-maximos-historicos>. Energía FNCER comprometida por SCLPE 2019 y 2021: https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Documents/Subasta-CLPE-02-2019/Informe_al_minenergia_subasta_CLPE-02-2019.pdf y https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Documents/Subasta-CLPE-02-2019/Informe_al_minenergia_subasta_CLPE-02-2019.pdf

⁵ Resolución en consulta en ese momento y publicada oficialmente como Resolución CREG 130 de 2019.

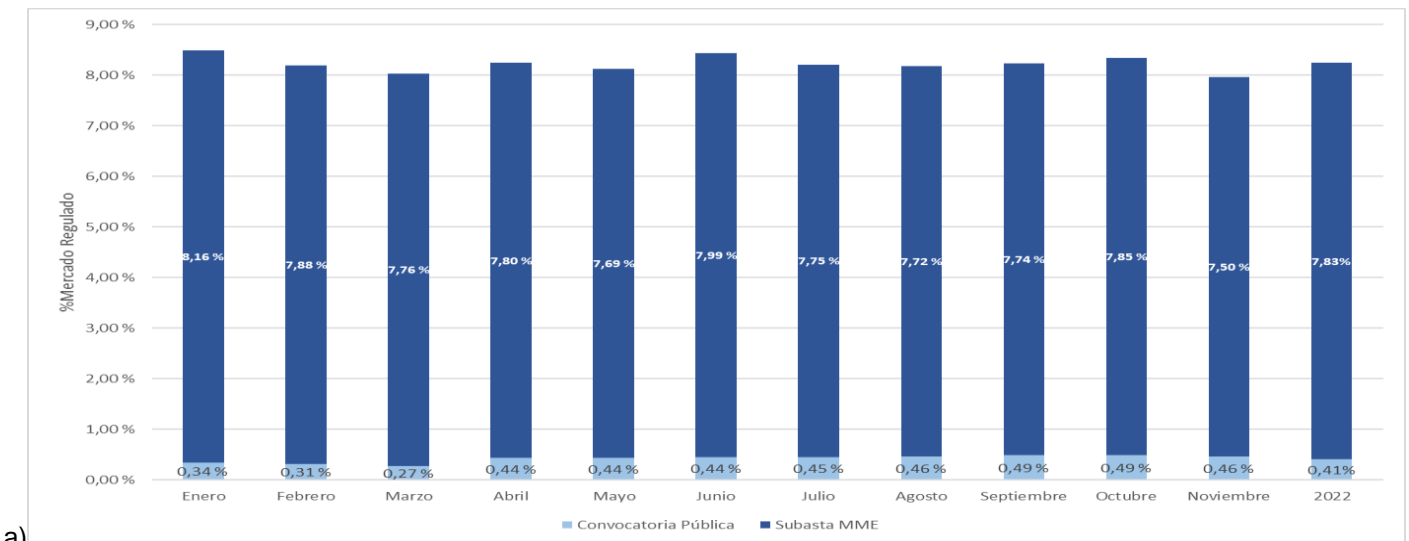


Este mecanismo fue expedido oficialmente mediante la Resolución CREG 130 de 2019 y su Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP) ha estado operativo desde el año 2020. Se resalta que este mecanismo puede ser utilizado tanto por los comercializadores que atienden usuarios finales del mercado regulado como los que atienden usuarios finales del mercado no regulado, tal como señala la Resolución CREG 130 de 2019 y, además, lo aclara la CREG en diferentes conceptos.

Sobre la contribución de este mecanismo de contratación en el cumplimiento de la obligación de compra de energía FNCER por parte de los agentes comercializadores, se resalta que dentro del aplicativo SINERGOX⁶ de ASIC se puede consultar la evolución del porcentaje de contratación FNCER general y por agente. Lo anterior, en cumplimiento del Artículo 7 de la Resolución MME 4 0715 de 2019 y sus modificatorias.

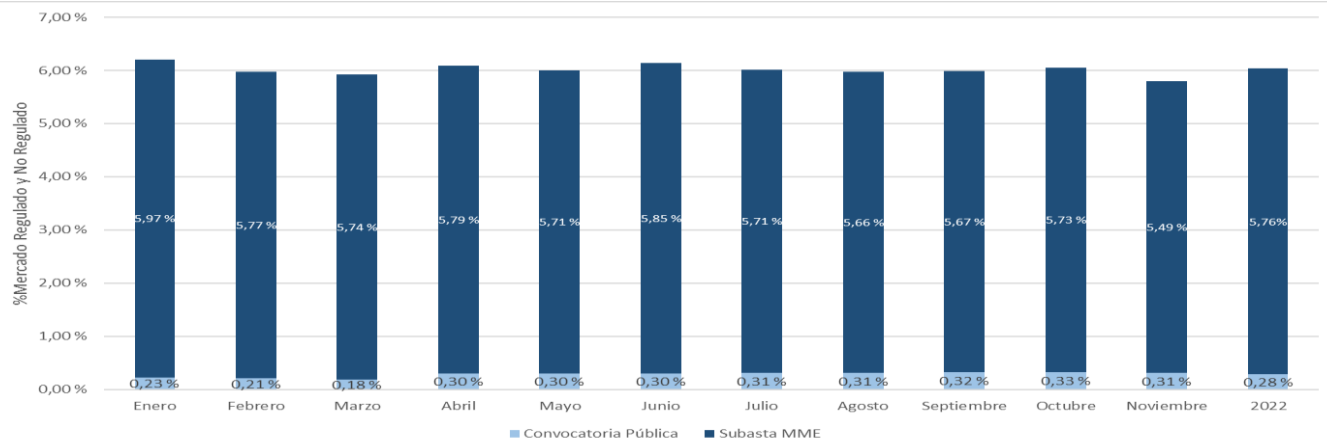
Al respecto, la

Figura 3 muestra la evolución mensual del porcentaje de contratación con FNCER para el mercado regulado en lo corrido del año 2022. Este porcentaje es calculado por ASIC como la relación entre la cantidad de energía despachada en contratos cuya fuente fue informada al momento de registro con FNCER, sobre la demanda comercial. Además, discrimina el porcentaje de energía que ha sido contratada mediante el mecanismo de Convocatoria Pública (Resolución CREG 130 de 2019) y el mecanismo de subasta de contratación de energía a largo plazo (Resolución MME 4 0590 de 2019 y sus modificatorias).



a)

⁶ <https://sinergox.xm.com.co/infms/FNCER/Paginas/NivelContratacionAgente.aspx>



b)

Figura 3. Contribución de los mecanismos de contratación permitidos al cumplimiento de la obligación de compra de energía FNCER en el año 2022 para el a) mercado regulado y b) la totalidad de los usuarios. Fuente: ASIC

En este sentido, se concluye que dos de los tres mecanismos permitidos para el cumplimiento de la obligación han estado en funcionamiento y han sido utilizados en los últimos años por algunos agentes comercializadores. En relación con los mecanismos propuestos bajo las reglas de la Resolución CREG 114 de 2019, se informa que se espera que queden operativos en cumplimiento de lo estipulado en las Resoluciones 40715 de 2019 y 40060 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía en el año 2023 y que al igual que los mecanismos operativos aporten al cumplimiento de las obligaciones legales y reglamentadas para los agentes comercializadores.

3.2. Potencial de proyectos de generación con FNCER para el cumplimiento de la obligación:

Dentro del contexto nacional e internacional es importante considerar algunos aspectos que tienen incidencia en la puesta en operación de proyectos de generación FNCER en Colombia, los cuales se resumen brevemente a continuación:

- Se actualizaron las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante la Resolución CREG 075 de 2021, con el fin de: i) hacer uso adecuado y eficiente de la disponibilidad de las redes de transporte de energía eléctrica en el SIN, ii) priorizar las conexiones de proyectos que tienen obligaciones adquiridas en los mecanismos de mercado definidos por el Gobierno nacional, el Ministerio de Minas y Energía o la CREG, iii) hacer eficientes, efectivos y unificados los procesos, procedimientos y actividades asociadas a la asignación de la capacidad de transporte a las redes del SIN, y iv) **liberar la capacidad de transporte de energía no utilizada**, en procura de garantizar la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica de forma eficiente, sostenible y continua, de acuerdo con las necesidades de la oferta y la demanda de energía en el territorio nacional.
- Según lo informado por la UPME en la séptima jornada de socialización⁷, una gran cantidad de promotores de proyectos de generación ha solicitado cambios en sus Fechas de Puesta en Operación (FPO). Con respecto a las solicitudes de cambio de FPO de acuerdo con el artículo 17 de la Res. CREG 075 de 2021, la UPME ha recibido un total de 83 solicitudes de cambio de FPO, de las cuales ha resuelto

⁷ https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Memorias/Presentacion_7ta_conexiones_17_8_2022_V2_ajustada.pdf



55 (25 han sido favorables y 30 han sido negadas).

- Los cambios de FPO han sido motivados principalmente por los efectos generados por la pandemia de Covid-19: i) desabastecimiento de insumos, ii) retrasos en cadena de suministro, iii) atrasos en las obras de expansión del SIN que no permiten la entrada en operación de proyectos, iv) demoras en los procesos de licenciamiento, v) entre otros.
- Respecto a la liberación de capacidad de transporte de energía para proyectos de generación, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha informado en su décima jornada de socialización del 16 de noviembre de 2022⁸ que en total ha liberado 9.083 MW de proyectos que contaban con un permiso de conexión al SIN pero no cumplieron con los requisitos de la Resolución CREG 075 de 2021. Además, informó que está en proceso de liberar 302 MW adicionales y en la verificación de requisitos de otros 585 MW.

De acuerdo con la información real de generación FNCER informada en SINERGOX⁹ y la información de los proyectos de generación FNCER en operación dada por el Ministerio de Minas y Energía, se estiman que estos proyectos aportan al MEM entre 1.700 y 2.000 GWh-año.

Ahora bien, según la información de la UPME¹⁰ relacionada con la fecha de puesta en operación de los proyectos solares y eólicos que cuentan con un concepto de conexión favorable y además con una garantía de reserva de capacidad actualizada según la resolución CREG 075 de 2021, se espera que haya un incremento gradual anual en la oferta disponible de FNCER, de tal modo que en el año 2025 hayan ingresado 5.753 GWh-año, siendo el 60% de energía solar y 40% energía eólica (Figura 4).

Considerando lo anterior, se realizó un análisis del potencial de energía FNCER disponible para el cumplimiento de la obligación normativa de los agentes comercializadores frente a la demanda comercial que se dio en el año 2021 y las proyecciones para los años 2022 a 2025 de acuerdo con el porcentaje de crecimiento de la UPME¹¹. De acuerdo con las proyecciones de suministro de los nuevos proyectos de FNCER, reportados por la UPME, desde el año 2022 se tendría una oferta de energía eléctrica suficiente para cumplir con la obligación establecida en el artículo 296 de la ley 1955 de 2019 y reglamentada por la resolución MME 40715 de 2019 y 40060 de 2021 (Figura 5). No obstante, se debe considerar que la información pública más actualizada de las fechas de puesta en operación de los proyectos FNCER tiene corte a junio de 2021 y que según lo informado por la UPME en las jornadas de socialización del estado del procedimiento de solicitud de conexión estas fechas han sido postergadas.

⁸ https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Memorias/Presentacion_10na_conexiones_15_11_2022.pdf

⁹ <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>

¹⁰ Anexo 3. Anexo a la circular 030 de 2021. Artículo 50 Res CREG 075 2021. Fuente:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Transmisi%C3%B3n/NuevoProcedimientodeconexiones/tabid/161/Default.aspx>

¹¹ Proyección demanda energía eléctrica y gas natural 2021-2035.

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_Demanda_Energia_Junio_2021.pdf

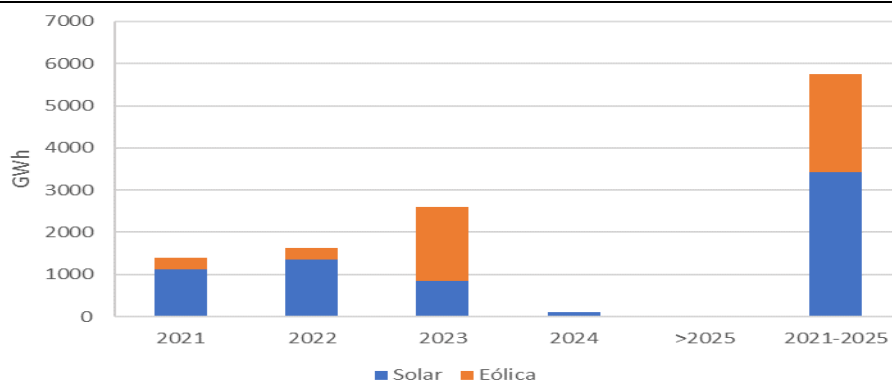


Figura 4. Proyección de entrada en operación de proyectos de energía eléctrica a partir de FNCER solar y eólica para el periodo 2021-2025¹².

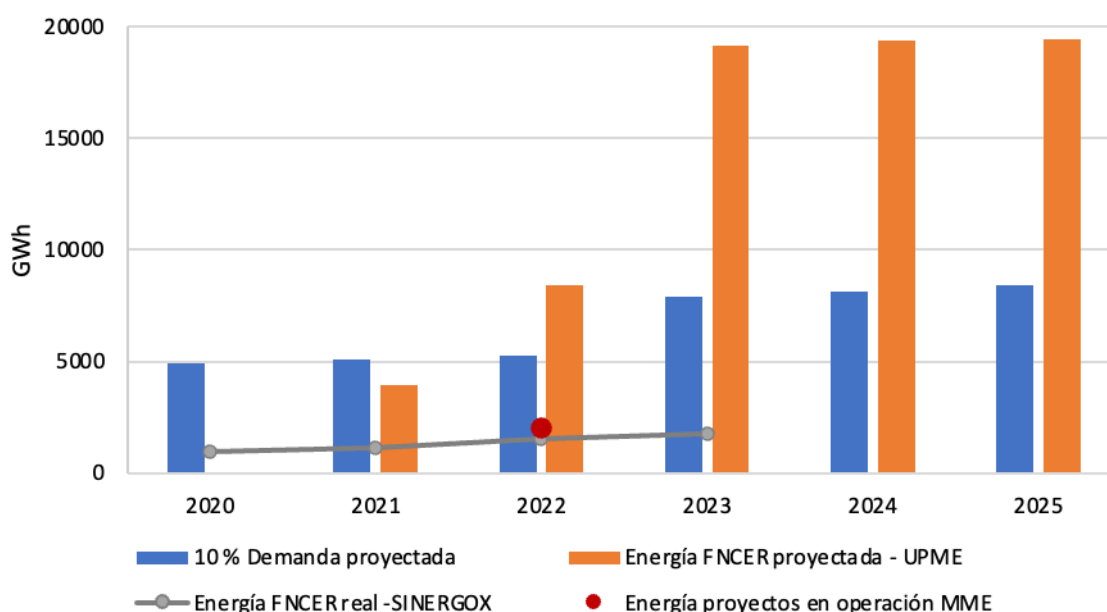


Figura 5. Proyecciones de demanda comercial de energía y potencial de energía FNCER solar y eólica para el periodo 2012-2025¹³.

¹² Fuente UPME, 2022

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Transmisi%C3%B3n/Nuevoprocedimientodeconexiones/tabid/161/Default.aspx>

¹³ Fuentes de información: UPME, Proyección de Demanda de Energéticos, años 2022-2036 Demanda del mercado regulado (<https://www.xm.com.co/noticias/4590-demanda-de-energia-en-2021-marca-maximos-historicos#:~:text=Seg%C3%BAn%20Jaime%20Alejandro%20Zapata%20Uribe,al%20inicio%20de%20la%20pandemi>

a. Se realiza proyección de la demanda de mercado regulado para el año 2022 y de la demanda total del mercado para los años 2023-2025 a partir del informe UPME:

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_Demanda_Energia_Junio_2021.pdf b)

Energía FNCER real: información reportada en SINERGOX <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx> c) Energía FNCER proyectada-UPME:

<http://www.siel.gov.co/Inicio/Transmisi%C3%B3n/Nuevoprocedimientodeconexiones/tabid/161/Default.aspx>.

¹⁴ Fuente UPME, 2022 Proyecciones de Demanda Energéticos 2022-2036.

Presentacion_Proyeccion_demanda_energeticos_2022.pdf (upme.gov.co)

¹⁵ Fuente UPME, 2022, Generación Real SIN [Páginas - Generación Real del SIN \(xm.com.co\)](https://www.xm.com.co/Paginas/GeneracionReal/SIN.aspx)

¹⁶ Fuente XM, Asignación OEF 2022-2023, [Obligaciones de energía firme - vigencia 2022-2023 \(xm.com.co\)](https://www.xm.com.co/OEF/OEF.aspx)

¹⁷ Fuente XM, Autogeneradores a Pequeña Escala, [Páginas - Autogeneradores a Pequeña Escala \(AGPE\) \(xm.com.co\)](https://www.xm.com.co/AGPE/AGPE.aspx)



3.3. Habilitación de nuevas condiciones y mecanismos para el cumplimiento de la obligación:

Así mismo y teniendo en cuenta las barreras encontradas anteriormente, para la contabilización de energía con FNCER para cumplir con el porcentaje establecido en el Art. 296 de la Ley 1955 de 2019, se han identificado mecanismos para que se pueda lograr llegar al porcentaje establecido, entre ellos, se relacionan:

- Con el fin de reconocer que la autogeneración con FNCER contribuye al objetivo de descarbonización de la matriz energética, se tendrá en cuenta la autogeneración a gran escala para el cálculo del porcentaje FNCER del comercializador asociado al usuario que disponga de la autogeneración.

- Debido a que algunos proyectos FNCER han entrado en operación en años anteriores a la expedición del artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, y que si alguno de esos contratos cumple con la condición de que es un contrato de largo plazo (a más de 10 años), se podrá tener en cuenta para el cumplimiento del porcentaje de FNCER para el comercializador y que sirve para atender su mercado.

-Teniendo en cuenta las características del mercado no regulado en donde se da la libre concurrencia de ofertas para la compra de energía, se permitirá que todos los contratos bilaterales de largo plazo con fuentes FNCER de al menos 10 años de duración, puedan sumarse para el cumplimiento del porcentaje de FNCER.

- De conformidad con lo regulado en la Resolución CREG 101 008 de 2023, se habilita la posibilidad que mediante las convocatorias públicas, se pueda establecer un objeto exclusivo para compras de energía de fuentes no convencionales de energía renovable, FNCER, con destino a usuarios regulados.

Así mismo, considerando que no es posible para los comercializadores predecir de forma exacta, el consumo de energía de sus usuarios en el futuro, se considerará un umbral de cumplimiento para calcular el porcentaje de contratación FNCER.

En virtud a los informes de XM SA ESP y la UPME sobre la capacidad instalada de FNCER para el año 2023 y 2024, se hace necesario flexibilizar el porcentaje de cumplimiento de la obligación del Artículo 296 de 2019, por lo que se establece que para para la vigencia 2023 deberá ser mayor al logrado en la vigencia 2022, y a su vez, el cumplimiento de la obligación en la vigencia 2024, deberá ser mayor al logrado en la vigencia 2023. Para el año 2025 todos los comercializadores deben dar cumplimiento al diez por ciento de conformidad con los lineamientos de la Resolución. Adicionalmente, el Ministerio considera conveniente, manteniendo el seguimiento, inspección y vigilancia de la obligación de forma anual.

Como parte del seguimiento que realizó el Ministerio de Minas y Energía a los agentes generadores de la subasta, se evidencia que muchos desarrolladores deben salir a comprar energía en el mercado por la imposibilidad de generar su propia energía con ocasión de retrasos en distintos fenómenos fuera de su control, tales como, demoras en las licencias ambientales, demoras en las consultas previas y la imposibilidad de conectarse al sistema, entre otros.

Debido a los inconvenientes señalados y con el fin de preservar la confianza en los desarrolladores de los proyectos de largo plazo de FNCER, el Ministerio de Minas y Energía considera pertinente dar flexibilidad a la modificación de los contratos suscritos en la Subastas del 2019 y 2021, en relación con el cumplimiento de la obligación de entrega de energía para las vigencias futuras de 2023, 2024 y 2025.

En línea con lo anterior, el Ministerio considera importante indicar que no se considera parte de la relación contractual “comercializador y generador” suscrita de los contratos de las subastas 2019 y 2021, sin embargo,



es de nuestra competencia la aprobación de las modificaciones, adiciones y aclaraciones que realicen las partes, lo anterior de conformidad con las cláusulas del contrato. Dichas modificaciones deberán ser registradas ante la ASIC previo aprobación del MME.

Por otro lado, los nuevos comercializadores que entren al mercado van a poder contar con la flexibilización que durante su primer año de operación al menos el 1% de su demanda sea atendida por medio de FNCER con el fin de que en ese primer año de operación puedan adaptarse a la condición normal del mercado e ir firmando sus contratos de largo plazo.

1.4.1 Seguimiento a la obligación establecida en la Resolución 40715 de 2019.

Para el proceso de seguimiento al cumplimiento de las obligaciones para el año 2022, la cual debe hacerse en el marco de las obligaciones descritas en la Resolución MME 40715 de 2019, el Ministerio considero pertinente habilitar todos los mecanismos descritos en el ítem 1.4 de la presente memoria. Lo expuesto se da teniendo en cuenta las dificultades que han tenido los proyectos FNCER para su ingreso en el mercado.

Ahora bien, considerando la capacidad instalada de FNCER para el año 2022, se establece que el porcentaje de energía contratada con generadores de FNCER podrá ser menor a la establecida inicialmente, que es del diez por ciento, pero en todo caso, la energía contratada por el comercializador no podrá ser menor al uno por ciento (1%) de la energía consumida por sus usuarios regulados durante la vigencia 2022.

Finalmente, se pretende reconocer el esfuerzo que han realizado los agentes comercializadores que lograron cumplir con la obligación reglamentada por las Resoluciones MME 4 0715 de 2019, es decir que alcanzaron a contratar el diez por ciento (10%) de su energía anual consumida por sus usuarios, con agentes que generen energía a través de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable -FNCER, a través de contratos de largo plazo que hayan sido suscritos en el marco de mecanismos de mercado, para estos casos, los comercializadores quedará exento del seguimiento durante los años 2023 y 2024.

3.4. Capacidad de Cumplimiento nuevas condiciones de flexibilización:

Ante el atraso de los proyectos que abastecerían el país por medio de FNCER como el proyecto COLECTORA I, se ha evaluado la capacidad actual del cumplimiento de la norma, por lo que se procedió a analizar los siguientes datos:

- Las proyecciones de la UPME para el año 2023, actualizadas en julio del año 2022 indican que la demanda promedio del año será de 223 GWh-día con picos de 230 GWh-día, por tanto, el 1% del total demandado sería de 2,23 GWh-día¹⁴.
- En 2022 la capacidad promedio de generación real del SIN mediante FNCER fue de 3,70 GWh-día, a lo largo de 2023 la capacidad de generación real promedio de FNCER ha sido de 5,51 GWh-día¹⁵.
- Se tienen en cuenta los proyectos que entraron con Obligaciones de Energía Firme (OEF) en diciembre del año 2022, que siguen vigentes y suman un total de 3,03 GWh-día¹⁶, Aunque los proyectos de OEF no están generando de manera real en el SIN, son capaces de formalizar contratos de largo plazo debido a su compromiso de entrada previo a inicios de 2023.

Teniendo en cuenta la generación real por medio de FNCER y los proyectos de OEF se obtiene una capacidad total de **6,73 GWh-día**.

Adicionalmente, al dar la flexibilidad para que los autogeneradores puedan hacer parte del cumplimiento de la



norma, es posible contar con un monto adicional de energía que puede ser contratada a través de excedentes o contrato directo entre los autogeneradores y las comercializadoras. Los excedentes de generación durante el año 2022 fueron en promedio de 54 MWh-día, moviéndose desde 34,74 MWh-día en enero de 2022 a 72,36 MWh-día en diciembre de 2022 y 81,07 hasta marzo de 2023¹⁷.

En resumen, se tiene capacidad de generación suficiente para poder cumplir con flexibilización del 1% que otorga el ministerio durante 2023 y 2024, se debe cumplir una cuota total de 2,23 GWh-día y hay disponibilidad de FNCER de 7,54 GWh-día entre generación real del SIN, proyectos de OEF y autogeneradores.

4. AMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La resolución en mención aplica a los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista que realicen la actividad de comercialización de energía eléctrica con destinos a usuarios finales del mercado regulado y no regulado.

Igualmente, aplica a todas las personas y entidades que tenga interés en el tema que se regula.

5. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo.

El artículo 2 de la Ley 143 de 1994, dispuso:

ARTÍCULO 2o. El Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

Los numerales 3, 4 y 5 del artículo 2 del Decreto 381 de 2012, dispuso:

ARTÍCULO 2º. FUNCIONES. Modificado y adicionado por el Artículo 1 del Decreto 1617 de 2013. Además de las funciones definidas en la Constitución Política, en el artículo 59 de la Ley 489 de 1998 y en las demás disposiciones legales vigentes, son funciones del Ministerio de Minas y Energía, las siguientes:

(...)

3. Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

4. Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía.

5. Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país.

El literal e) del numeral 1 del artículo 6 de la Ley 1715 de 2014, dispuso:

ARTÍCULO 6º. Competencias administrativas. Corresponde al Gobierno Nacional, el ejercicio de las siguientes competencias administrativas con sujeción a lo dispuesto en la presente ley, del siguiente



modo:

1. Ministerio de Minas y Energía.

(...)

e) Propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética.

El artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 “Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022”, dispuso:

ARTÍCULO 296. MATRIZ ENERGÉTICA. En cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca. Lo anterior, sin perjuicio de que los agentes comercializadores puedan tener un porcentaje superior al dispuesto en este artículo.

El Ministerio de Minas y Energía, o la entidad a la que este delegue, reglamentará mediante resolución el alcance de la obligación establecida en el presente artículo, así como los mecanismos de seguimiento y control, sin perjuicio de la función sancionatoria de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD. Las condiciones de inicio y vigencia de la obligación serán definidas en dicha reglamentación.

Las citadas disposiciones establecen la facultad que tiene el Ministerio de Minas y Energía para reglamentar lo dispuesto en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, como los mecanismos de seguimiento y control para los agentes del mercado de energía mayorista que realicen la actividad de comercialización de energía eléctrica para el mercado.

Adicionalmente, establece los mecanismos que se dispone a los comercializadores para lograr cumplir con el diez por ciento de la energía sea proveniente de fuentes no convencionales de energías renovables.

Por otra parte, encontramos dentro del marco legal, el Decreto 0570 de 2018 que adiciona al Decreto 1073 de 2015 el cual se dispuso la obligación a Ministerios de Minas y otras entidades del sector minero energético a que adoptarán las medidas necesarias para actualizar la normativa vigente que permita el planeamiento, conexión, operación y medición para la integración de los proyectos de generación que se desarrollen a partir del mecanismo de contratación a largo plazo.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada.

Ley 1955 de 2019 fue publicada en el diario oficial xxxx, y se encuentra vigente especialmente el artículo 296.

- La Resolución 40715 de 2019 fue publicada en el diario oficial xxxx y se encuentra vigente.
- La Resolución 40060 de 2021 fue publicada en el diario oficial xxxx y se encuentra vigente.

3.3. Disposiciones deroga, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas.

Esta regulación deroga las siguientes Resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía:

- 40715 de 2019
- 40060 de 2021.



3.4 Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción)

- Ley 1955 de 2019 fue publicada en el diario oficial 50964 del 25 de mayo de 2019, y se encuentra vigente especialmente el artículo 296.
- La Resolución 40715 de 2019 fue publicada en el diario oficial 51072 del 10 de septiembre de 2019 y se encuentra vigente.
- La Resolución 40060 de 2021 fue publicada en el diario oficial 52150 del 7 de septiembre de 2022 y se encuentra vigente.

5.3. Disposiciones deroga, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas.

Esta regulación deroga las siguientes Resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía:

- 40715 de 2019
- 40060 de 2021.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales.

De conformidad con lo establecido en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el Decreto 270 de 2017 y las Resoluciones 40310 y 4 1304 de 2017 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, la presente resolución se publicó durante los días 16 de enero del 2023 al 6 de febrero de 2023 en la página web del Ministerio de Minas y Energía para comentarios de la ciudadanía, los cuales se incluyeron en el presente documento de acuerdo con su pertinencia.

El Ministerio de Minas y Energía recibió comentarios de la ciudadanía sobre el proyecto normativo y con base en los análisis realizados a los comentarios recibidos, se establecen ajustes y aclaraciones a la propuesta inicialmente presentada, por lo que es necesario publicar la versión ajustada para comentarios por un término de cinco días hábiles.

EMPRESAS	FECHA DE RADICADO
LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS	25/01/2023
GREENERGY	30/01/2023
ANDESCO	31/01/2023
COLOMBINA ENERGÍA S.A.S. E.S.P. /RSA CONSULTORES S.A.S.	31/01/2023
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.	31/01/2023
ENERTOTAL S.A. E.S.	31/01/2023
EPM	31/01/2023
COMITÉ ASESOR DE COMERCIALIZACIÓN	31/01/2023
CONEXIÓN ENERGÉTICA S.A.S. ESP	31/01/2023
VATIA S.A. E.S.P.	31/01/2023
XM S.A. E.S.P.	31/01/2023
ASOCODIS	31/01/2023
SER COLOMBIA	31/01/2023
SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS	31/01/2023
TGI - TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL.	31/01/2023
GECELCA SA ESP	31/01/2023
PHILIPPI PRIETOCARRIZOSA FERRERO DU & URÍA S.A.S.	31/01/2023

El deber de información al público de los proyectos específicos de regulación, como el que trata el proyecto de resolución que se señala en el asunto, se encuentra reglamentado en el artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081



de 2015. Según dicho artículo, por regla general, los proyectos de regulación deben ser publicados durante 15 días calendario con el fin de que los ciudadanos participen en el proceso de producción normativa, el decreto plantea una excepción a este tiempo “siempre que la entidad que lidera el proyecto de reglamentación lo justifique de manera adecuada”.

Con fundamento en lo anterior, y en las razones que se exponen a continuación, la Oficina de Asunto Regulatorios y Empresariales solicita a su Despacho autorizar la publicación del proyecto de resolución “Por la cual se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 y se deroga la Resolución 40715 de 2019 y la Resolución 40060 de 2021”, por el término de tres (3) días calendario para comentarios de la ciudadanía.

Lo anterior, teniendo en cuenta que las resoluciones 40715 de 2019 y la Resolución 40060 de 2021 se encuentra vigente y establecen obligaciones que, deben estar cumpliéndose desde el 1 de enero de 2022 y 1 de enero de 2023, respectivamente, Sin embargo, de acuerdo con los mecanismos de mercado nuevos y existentes, imposibilita a los agentes Comercializadores puedan dar cumplimiento a la obligación dispuesta en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019.

Dentro de las situaciones que imposibilita lograr cumplir se ha evidenciado que (i) el proceso de aprobación por parte de la CREG de la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC) no ha finalizado; (ii) no es posible determinar el objeto específico en el Sistema Centralizado de información de Convocatoria Pública (SICEP); (iii) se han presentado la cancelación o retraso en la entrada en operación de los proyectos de generación de energía eléctrica proveniente de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

Adicionalmente, este proyecto fue puesto a comentarios de la ciudadanía por un periodo de quince (15) días calendario entre el 16 al 31 de enero de 2023, en los cuales se plantea las reglas de flexibilización, los nuevos mecanismos y las nuevas condiciones de seguimiento de las obligaciones de entrega de la energía, por lo que se logra recopilar la percepción e inquietudes de la ciudadanía y se recopilan y se realiza unos ajustes a propuesta normativa ya expuesta.

Por lo expuesto, desde la Oficina de Asunto Regulatorios y Empresariales, se solicita dar aplicación a la excepción señalada en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, autorizando publicar el proyecto referido por un plazo de tres (3) días, con el fin de evitar acciones de control por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y seguir manteniendo la seguridad jurídica del mecanismo de las subastas 2019 y 2021, esto garantizara la confiabilidad del sistema energético del país.

Por otra parte, conforme a lo señalado en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 y sus actos administrativos reglamentarios, se respondió el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio - SIC para evaluar la incidencia sobre la libre competencia de los mercados. Este cuestionario, el proyecto de la presente resolución y demás documentos fueron remitidos a la SIC para surtir el proceso de consulta de Abogacía de la Competencia.

4. IMPACTO ECONÓMICO (Si se requiere)

Lo dispuesto en la presente Resolución no impacta directamente los recursos de la Nación. Lo anterior, en concordancia de lo dispuesto en (i) el Decreto 387 de 2007 “[p]or medio del cual se establecen las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”, según la cual las ventas de los comercializadores minoristas corresponde a la energía eléctrica facturada a los usuarios finales; y (ii) la Resolución CREG 114 de 2018 “[p]or la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía



al usuario regulado”, lo que implica que, incluso en presencia de un mecanismo de contratación a largo plazo, no haya remuneración para la actividad de comercialización de energía eléctrica derivada de recursos de la Nación.

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)

No aplica.

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>	X
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>	X
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>	X
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



Aprobaron:

ANGELA MARIA SARMIENTO FORERO
Jefe de Oficina de Asuntos Regulatorios
y Empresariales

TOMAS RESTREPO RODRIGUEZ
Jefe Oficina Asesora Jurídica

Proyectó:
Revisó:
Aprobó: