



Entidad originadora:	Ministerio de Minas y Energía
Fecha (dd/mm/aa):	06/06/2023
Proyecto de Resolución:	“Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, único reglamentario del sector administrativo del sector Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica”
1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.	
1.1. Antecedentes	
<p>El artículo 365 de la Constitución Política señala que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, y que es su deber asegurar una eficiente prestación a todos los habitantes del territorio nacional.</p> <p>De acuerdo con lo previsto en el artículo 370 de la Constitución Política, corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de la administración y el control de la eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer, por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los presten.</p> <p>De conformidad con lo establecido en el artículo 2 de la Ley 142 de 1994, el Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata dicha Ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365, a 370 de la Constitución Política.</p> <p>De acuerdo con lo previsto en el artículo 4 de la Ley 142 de 1994, la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias, constituye un servicio público esencial.</p> <p>La Ley 143 de 1994, en relación con el sector energético, señaló que la prestación de los servicios se hará mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, y en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.</p> <p>Mediante la expedición del Decreto 1073 de 2015, el Presidente de la República expidió el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.</p> <p>El Gobierno Nacional, en cabeza del Ministerio de Minas y Energía (MinEnergía) lideró acciones para atender la problemática presentada por el por el aumento en las tarifas de energía eléctrica en el país; por lo anterior, coordinó sesiones técnicas con los prestadores del servicio y gremios del sector, así como mesas de trabajo junto con representantes de la sociedad civil, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, las cuales se materializaron en la propuesta denominada “Pacto por la Justicia Tarifaria”.</p> <ul style="list-style-type: none">- La expedición de regulación para disminuir las tarifas de energía en el país a corto plazo. Frente a este punto se identificó por parte de este ministerio la problemática inflacionaria que estaba afectando las tarifas debido a los efectos de actualización	



mensual con los indexadores de IPP e IPC. Para ello se trabajó con la CREG en la expedición de medidas regulatorias a corto plazo mediante las resoluciones CREG 101 027, 101 029 y 101 031 de septiembre de 2022, las cuales permitieron ajustar tales indicadores como medida principal y dar señales para evitar trasladar a los usuarios incrementos tarifarios por encima de los indexadores temporales definidos. Igualmente se expidió la Resolución CREG 101 028 que flexibilizaba las medidas operativas que afectan el valor a pagar por Restricciones en el sistema.

- **La renegociación de contratos entre empresas generadoras y comercializadoras de energía con el fin de beneficiar a los usuarios en su tarifa final.** En este punto se trabajó con los agentes del mercado mayorista de energía para que se renegociaran los contratos con el fin de ajustar los efectos que los indexadores estuvieran generando en los contratos de compra y venta de energía. Resultado de esto se renegociaron cerca de 857 contratos, de los cuales el 53% eran con destino a atender el mercado regulado y 47% el mercado no regulado, tal como fue informado por la CREG en la Circular 097 de 2022.
- **Definición de un indicador para el sector.** Con esta medida se han liderado por parte del MinEnergía mesas de trabajo con el DANE, el Banco de la República y la CREG en la cual se han analizado las diferentes metodologías tarifarias y la información institucional para la definición de un indicador.
- **Diálogo vinculante en el que el Gobierno facilita la participación de los ciudadanos y las empresas para la consolidación de alternativas a mediano y largo plazo.** Se han llevado a cabo 4 mesas específicas con los usuarios, vocales de control, representantes de la comunidad con el fin de atender las problemáticas particulares de la región Caribe e identificar alternativas para las condiciones de prestación del servicio en dicha región.

El Minenergía ha venido haciendo seguimiento al comportamiento de la energía, especialmente a cada uno de los componentes de la fórmula tarifaria con el fin de identificar las políticas que deben establecerse para un mejor aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, la promoción de éstos últimos y el desarrollo de las actividades de comercialización y distribución.

El Minenergía en un segundo ejercicio de consulta convocó a empresas, entidades, gremios, usuarios, representantes de ligas de usuarios y vocales de control a participar en la construcción de la segunda fase del Pacto por la Justicia Tarifaria, proceso en el que se recibieron 117 propuestas y comentarios, de los cuales 66 hacen referencia a necesidades de cambios normativos relacionados con el funcionamiento del sector eléctrico colombiano.

En atención a lo anterior, a continuación, se presentan las condiciones identificadas en los aspectos en los cuales se propone fijar lineamientos de política.

1.2. Participación Ciudadana

Contar con medidas que sean un vehículo idóneo y efectivo para materializar la real participación de los usuarios en la construcción tanto de la política pública como de la



regulación en el sector energético y gas, es el gran desafío al que se enfrentan las entidades públicas de distinta naturaleza y niveles de gobierno.

Con base en lo establecido en la Ley 489 de 1998 (Art. 32) la Ley 1712 de 2014 (Art. 11), y el Decreto 2696 de 2004, , mediante la expedición de este acto administrativo el Gobierno Nacional busca promover la participación ciudadana en los procesos de regulación y formulación de política pública, por parte de las asociaciones de usuarios, los vocales de control, las ligas de usuarios, los grupos de valor y de la ciudadanía en general

Las bases del Plan Nacional de Desarrollo plantean una visión que trasciende a las normas señaladas, en el sentido que el Gobierno debe propender por la garantía del derecho a la participación incidente, amplia y plural por parte de la ciudadanía que permita que todos los actores se reconozcan como parte de la gestión de lo público.

Para lograr lo señalado, el comprender las múltiples maneras como se relacionan las comunidades y sus territorios es esencial para lograr una participación activa de los usuarios; bajo este entendimiento, las acciones que se lleven a cabo en las regiones deben ser distintas desde el punto de vista de divulgación como de pedagogía y tanto el Ministerio como la CREG deberán expedir las normas que recojan estos elementos.

1.3. Garantía para la atención de usuarios

La ley 142 de 1994 ha establecido para los usuarios el derecho a la libre elección del prestador del servicio, pero principalmente el derecho a recibir el servicio. Estos derechos deben extenderse a todos los usuarios y potenciales usuarios, aun cuando se reconoce que existen condiciones socio-económicas que lo hacen difícil.

En el país se ha evidenciado un incremento en usuarios del servicio en condiciones vulnerables, condición que fue reconocida como un mecanismo especial de prestación del servicio de energía eléctrica desde el año 2003 con el establecimiento de los esquemas diferenciales de prestación del servicio en áreas especiales¹. En los últimos años el crecimiento de usuarios en estas áreas especiales que son reconocidos para efectos de aplicar subsidios del Fondo de Energía Social ha sido del 5%, comparativo entre 2019 y 2022; en especial, las zonas de difícil gestión (ZDG) han tenido un incremento de 14% en ese mismo periodo, pasando de 834.305 ZDG a 952.863 según los registros del Ministerio de Minas y Energía para el giro de subsidios.

Condición que también tiene efectos debido a la movilización de migrantes, por ejemplo según la OIM², a diciembre de 2022 Colombia contaba con 2,48 millones de venezolanos residiendo en el país; derivado de la difícil coyuntura económica, política y social del vecino país, la migración venezolana en los últimos cinco años se ha más que quintuplicado considerando que en 2017³ esta población ascendía a 403.702 personas, lo cual ha generado una presión sobre la demanda de servicios habitacionales y de servicios públicos.

¹ Ley 812 de 2003.

² <https://colombia.iom.int/es/news/el-gobierno-nacional-y-el-grupo-interagencial-sobre-flujos-migratorios-mixtos-lanzan-el-capitulo-colombia-del-plan-regional-de-respuesta-para-refugiados-y-migrantes-2023-2024#:~:text=%2D%20Colombia%20es%20el%20pa%C3%ADs%20que,13%20de%20diciembre%20de%202022.>

³ <https://www.migracioncolombia.gov.co/infografias/distribucion-de-venezolanos-en-colombia-corte28-de-febrero-de-2022>



Tanto el CONPES 3950 de 2018 titulado *Estrategia para la atención de la migración desde Venezuela* y el CONPES 4100 de 2022 titulado *Estrategia para la integración de la población migrante venezolana como factor de desarrollo para el país*, han diagnosticado que esta población se ha venido enfrentando a serias dificultades de acceso a bienes y servicios, debido a una insuficiente cobertura estatal y barreras de acceso a las medidas para el restablecimiento de derechos. En tal sentido y manteniendo el compromiso de gobierno, es preciso generar lineamientos de política pública que permitan dar las señales al regulador para que establezca mecanismos que permitan atender a esta población y garantizar la prestación del servicio de manera continua y eficiente.

Con el fin de crear esquemas que permitan atender a estos usuarios, garantizando sus derechos y evitando que los efectos asociados a los niveles de cartera generen señales que alteren las condiciones de competencia general del mercado, es preciso crear la figura de un prestador que, ante ausencia de competidores para ofertar servicios a estos usuarios, pueda encargarse de realizar la prestación del servicio, cumpliendo así con los fines del estado.

Esta necesidad de contar con un proveedor de última instancia no es solo una preocupación en Colombia; en Mercados como California la regulación minorista se ha enfocado últimamente en estudiar cuáles deberían ser las reglas de para este agente, su remuneración y los riesgos que enfrenta especialmente en un contexto donde el crecimiento de la población migrante es una situación sobre la que, han identificado, debe prestarse especial atención⁴.

Así mismo, algunas señales sobre la definición de un prestador que se encargue de atender los usuarios que no cuentan con un comercializador para su atención han sido identificadas por la CREG para casos como los efectos de limitaciones de suministro con las cuales un agente es retirado del mercado. En las Resoluciones CREG 156, Resolución CREG 157 y Resolución CREG 158 del año 2011, así como en la metodología de remuneración de la actividad de comercialización vigente prevista en la Resolución CREG 180 del 2014, se ha definido el concepto de Prestador de Última Instancia – PUI, de la siguiente manera:

“Agente seleccionado para realizar la actividad de Comercialización de energía eléctrica cuando el prestador que ha sido escogido por un Usuario no puede prestar el servicio por las causas definidas en la regulación”.

De igual manera, en los Documentos CREG 044 de 2007, 117 de 2010 y 110 de 2019, se expone la necesidad de respaldo en la Comercialización, mediante la figura de PUI para garantizar la atención de usuarios vulnerables. Sin embargo, a la fecha, tal esquema no ha sido reglamentado por la CREG.

En tal sentido, establecer las reglas para la participación de un prestador de última instancia, que pueda abordar la problemática de garantizar la prestación a los usuarios vulnerables, pero también atienda las necesidades identificadas por la CREG, se constituye como un esquema de política pública necesario. Reglamentar el PUI permitiría reducir las

⁴⁴ Reporte de California Utilities Commission <https://www.cpuc.ca.gov/consumer-support/consumer-programs-and-services/electrical-energy-and-energy-efficiency/community-choice-aggregation-and-direct-access-/provider-of-last-resort>



diferencias de remuneración que existen entre los comercializadores incumbentes, que en la mayoría de los casos son los responsables de atender a usuarios en áreas especiales.

Se espera que la reglamentación de este esquema pueda eliminar distorsiones que se pueden generar en los mercados en competencia, o generar simetrías en la competencia en los mercados de comercialización, considerando los costos que representa asumir la prestación del servicio a usuarios en condiciones vulnerables, o la atención de usuarios que dejan de ser atendidos por algún comercializador.

Ahora bien, esta prestación del servicio por agentes de última instancia debe igualmente buscar eficiencias, mostrar gestión y tener incentivos a una buena prestación del servicio. Para ello se deben generar por el regulador mecanismos que den tales señales en el esquema de reglamentación que defina. En todo caso, como lo dispone la Ley 142 de 1994, el regulador, es decir la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), atenderá estos lineamientos propiciando la competencia en las actividades bajo su regulación y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante; en este sentido, para la implementación de los incentivos que promuevan la gestión eficiente en la prestación del servicio a los usuarios atendidos por el PUI, se deberá garantizar que no se afecte a participación de otros agentes que operan en el mercado de energía en condiciones de competencia.

1.4. Participación en el Mercado Mayorista:

Tal como lo expresa la CREG “La respuesta de la demanda (RD) es definida en la literatura especializada como cambios en los patrones de consumo de electricidad de los distintos tipos de usuarios (residenciales, industriales, comerciales, etc.), en respuesta, bien sea a una señal de precio para inducir bajos consumos cuando se presentan altos precios de electricidad en el mercado o viceversa, o mediante incentivos de pago por reducciones de consumo para cubrir requerimientos operativos o de confiabilidad en el sistema. De lo anterior, han surgido una variedad de programas clasificados en general en dos categorías principales: los programas basados en incentivos y los programas basados en precio.”⁵

Este tipo de mecanismos, permiten garantizar la confiabilidad del sistema en la medida en que permiten reducir la demanda y, de esta manera, disminuir la estrechez del sistema eléctrico en periodos críticos. En momentos de estrechez energética el país ha desarrollado experiencias exitosas de RD, como el programa Apagar Paga adoptado durante El Niño de 2015-2016 en el que se dieron señales de incentivos para que los usuarios que disminuyeran su demanda percibieran beneficios fruto de ese comportamiento. En su momento, el programa se tradujo en una disminución agregada en 5% que fue definitiva para garantizar la confiabilidad del sistema en un momento de fuerte estrés.

Los esfuerzos realizados en el sector eléctrico para el mercado de respuesta a la demanda han venido, en gran parte, de los esquemas de demanda desconectable voluntaria (DDV). El esquema DDV fue inicialmente concebido en la Resolución CREG 071 de 2006 y posteriormente reglamentado por primera vez en la Resolución CREG 063 de 2010. Este esquema, forma parte de uno de los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad y permite a los usuarios del sistema, que pueden reducir o reemplazar sus consumos de

⁵ DOCUMENTO CREG-001, enero 18 de 2022.



electricidad, prestar servicios de respaldo a los generadores que busquen cubrir sus obligaciones de energía firme.

De todas las fronteras DDVs registradas a diciembre de 2022 (1033 fronteras), se evidencia que más del 54% han sido registradas en el último año (563 fronteras), lo cual muestra el potencial que el mercado de participación activa de la demanda en el mercado eléctrico.

Período	Registro de frontera DDV medición inteligente	Registro de frontera DDV Planta de Emergencia	Registro de frontera DDV Línea Base Consumo
1 enero al 31 diciembre 2022	24	22	563

Tabla 1 Registro de fronteras DDV, por tipo, entre enero y diciembre de 2022.
Fuente: Datos de XM – cifras del informe anual de 2022.

Período	Frontera Comerciales DDV medición independiente	Frontera Comerciales DDV Planta de Emergencia	Frontera Comerciales DDV Línea Base Consumo
Corte al 31 de diciembre de 2022	37	93	1033

Tabla 2 Total fronteras registradas de fronteras DDV, por tipo, entre enero y diciembre de 2022.
Fuente: Datos de XM – cifras del informe anual de 2022.

La Demanda Desconectable Voluntaria Verificada-DDVV-, corresponde a la demanda que efectivamente fue reducida de manera voluntaria por los usuarios y que fue considerada en la liquidación de las transacciones del Mercado de Energía Mayorista, por lo tanto, en la siguiente tabla, se presenta la evolución mensual de la DDVV durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022.

Período	DDV verificada mensual (MWh)
ene-22	1,048.96
feb-22	1,946.87
mar-22	1,339.01
abr-22	1,046.00
may-22	4,565.92
jun-22	1,303.88
jul-22	1,680.76
ago-22	4,037.24
sept-22	4,384.61
oct-22	1,400.21
nov-22	625.71
dic-22	3,524.80

Tabla 3 Total Demanda Desconectable Voluntaria Verificada mensual, entre enero y diciembre de 2022.
Fuente: Datos de XM – cifras del informe anual de 2022.

Otros esfuerzos por acelerar el desarrollo de mecanismos de respuesta de la demanda en el sector eléctrico colombiano han venido durante coyunturas como la experimentada durante el fenómeno del Niño 2015-2016, donde el regulador desarrolló el esquema de



respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica (Res CREG 011 de 2015) y otros programas de respuesta establecidos en las Resoluciones CREG029 y CREG039 de 2016 (programa *apagar paga*).

De esta manera, el mercado eléctrico nacional requiere que la normatividad desarrolle mecanismos estructurales que permitan que la demanda participe activamente en la consolidación de la confiabilidad. Si bien la CREG ha analizado la incorporación de estos mecanismos en la regulación del sector, el resultado de dichos análisis no se ha traducido en decisiones regulatorias. En atención a los retos que impone la inminente llegada de El Niño en lo que resta de 2023, resulta urgente que la CREG incorpore estos incentivos en la regulación.

1.5. Valoración de los recursos convencionales y no convencionales de energía:

En la actualidad el sistema eléctrico nacional tiene una matriz de generación compuesta por un parque 66% hidráulico, 30% térmico y otro 4% de otras tecnologías. El hecho de tener un porcentaje alto de capacidad hidráulica hace que, en meses de pocos aportes hídricos, la atención de la demanda sea atendida con alta participación de generadores que consumen combustibles fósiles.

Bajo el esquema del mercado actual basado en ofertas diarias de precios, los agentes con recursos de generación hidráulicos hacen sus ofertas de acuerdo con su valoración del riesgo, que normalmente obedece a pérdidas económicas que puedan tener debido a la incertidumbre en sus aportes hídricos. Las ofertas diarias de precios y cantidades de energía que hacen los agentes difieren a nivel de recurso de generación, de acuerdo con las condiciones prevalecientes y previstas en cada planta. Aunque se ha avanzado en los modelos de predicción aún no es posible tener una certeza sobre la cantidad de agua que llega a un embalse. Si bien, la decisión de las ofertas obedece a criterios particulares, no del sistema (usuarios finales), el mercado tiene mecanismos, como el cargo por confiabilidad, que generan los incentivos adecuados para que estas decisiones individuales apunten al objetivo general de garantizar la confiabilidad en la atención de la demanda. Incluso, cuando por alguna razón los precios no reaccionan ante una situación de bajos aportes, se activan reglas especiales para garantizar un uso adecuado del agua que garantice la atención de la demanda.

Estas reglas son conocidas como el Estatuto de riesgo de desabastecimiento de energía, que sube de forma artificial la generación térmica para el despacho programado, lo que implica subir los precios de la energía y guardar de forma obligatoria agua en los embalses para enfrentar con más holgura temporadas de aportes hídricos críticos. Esta condición de riesgo de desabastecimiento no se ha activado desde su publicación, sin embargo, durante el verano del año 2009-2010, fueron necesarias medidas regulatorias para controlar el uso del agua. Lo mismo sucedió durante el verano de 1997-1998.

En resumen, los precios de oferta de los generadores hidráulicos son dependientes de sus aportes hídricos, pero como estos son, en gran medida impredecibles, los precios presentan una volatilidad alta ya que en el esquema actual del mercado está basado en ofertas de precio diarias, luego este es el mecanismo usado por los agentes para guardar o gastar el agua embalsada. Una estrategia de afectar la disponibilidad declarada en las ofertas para



no salir despachado, no es racional ya que esto puede afectar los índices de disponibilidad de los recursos y afectar sus ingresos por energía firme.

Por otro lado, se han identificado temporadas en las que a pesar de que no se tiene una señal de condiciones de escasez del recurso hídrico por parte del IDEAM, se observan variaciones de precio en bolsa que reflejan tal situación. Según análisis de la Superintendencia de Servicios Públicos (Superservicios) en el seguimiento y monitoreo al mercado de energía frente a los precios observados en los meses de diciembre de 2021 y febrero de 2022⁶, y las condiciones climatológicas, así como informes del Operador del Sistema – XM, en tales periodos no se observa una relación directa entre los altos aportes hídricos y los precios de oferta, es decir, se presentan incrementos del precio de oferta a pesar de los altos aportes. Si bien es una situación contraintuitiva, en algunos casos es comprensible ya que los agentes del mercado siempre tendrán incertidumbre en los aportes esperados. Esto genera que en ocasiones los agentes decidan guardar agua en sus embalses porque esperan una disminución en las siguientes semanas. Es la forma en que los agentes administran su riesgo. Lo cierto es que esta estrategia generó unos vertimientos muy altos durante los años 2021 y 2022. Esta situación induce a pensar que, como el vertimiento no tiene una señal de pérdida económica para los agentes, esta variable no entra en la ecuación de las medidas de administración de riesgo de los agentes.

Otros hallazgos encontrados por la Superservicios en sus informes de seguimiento del mercado, evidenció para los meses de diciembre de 2020⁷, enero⁸ y febrero⁹ de 2021, el IDEAM observaba condiciones de Niña, es decir altas precipitaciones y por periodos de cerca de 4 a 6 meses posteriores. Así mismo, dicha entidad modeló las condiciones operativas del sistema y bajo diferentes escenarios de hidrología evaluó la necesidad de los recursos térmicos para atender la demanda, encontrando que las necesidades de generación térmica eran menores a las que se observaron en el periodo en análisis. Así mismo se observa del informe de la entidad que no se presentaban señales que hicieran necesario guardar agua, más allá de lo normal en este periodo; y aun así, el mercado generó precios de bolsa elevados.

Después de estos hallazgos queda la percepción de que la tarifa de energía en Colombia no refleja la abundancia del recurso hidráulico, en parte porque la demanda está cubierta en cerca del 80% con contratos de largo plazo, y además porque se ha presentado aumento en el precio de bolsa en periodos de alta hidrología como se mencionó en el párrafo anterior.

En general, los mercados permiten administrar la escasez de recursos a través del mecanismo de precios: el precio de un recurso tiene tendencia creciente a medida que el

⁶ https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/boletin_ummeg_dic21_-_feb22-comprimido_0.pdf.

⁷ Boletín Predicción Climática diciembre: “El IDEAM informa que se observan condiciones de La Niña. De acuerdo con las proyecciones del CPC/IRI es probable que este comportamiento continúe a través del invierno 2021-2022 del hemisferio norte (-90% de probabilidad) y hasta la primavera 2022 (-50% de probabilidad durante marzo-mayo). Bajo este panorama las variaciones climáticas del país serán moduladas en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la evolución de las condiciones de La Niña.”

⁸ Boletín Predicción Climática Enero: “(...) El IDEAM informa que persisten las condiciones de La Niña. De acuerdo con las proyecciones del CPC/IRI es probable que este comportamiento continúe a través del invierno con un 95% de probabilidad, retornando a la condición neutral durante abril y junio (-60%). Bajo este panorama, las variaciones climáticas del país serán moduladas en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la evolución de La Niña.”

⁹ “Boletín Predicción Climática Febrero. (...) El IDEAM informa la consolidación del Fenómeno de la Niña, con inicio en agosto de 2021. De acuerdo con las proyecciones del CPC/IRI es probable que este evento continúe a través de la primavera del hemisferio norte (-65% de probabilidad) y retorne a la neutralidad entre abril y junio (-51% de probabilidad). Bajo este panorama, las variaciones climáticas del país serán moduladas en mayor medida por las perturbaciones de la escala intraestacional y la evolución del fenómeno de La Niña.(...)”



recurso se hace más escaso y el precio de un recurso decrece a medida que el recurso se hace más abundante. De manera similar, en mercados en los que hay incertidumbre sobre la ocurrencia de eventos que pueden afectar aspectos fundamentales para el correcto funcionamiento del mercado, la percepción o cuantificación del riesgo tiene efectos marcados sobre los precios de los recursos.

Sin embargo, en Colombia no es posible verificar si los agentes hacen un manejo óptimo de su riesgo. La administración del riesgo óptimo (valoración del agua), debe medirse al menos desde dos perspectivas: la relacionada con la disponibilidad del recurso aún en condiciones de escasez y la económica. La primera se ha relacionado siempre con la confiabilidad en la atención de la demanda y la segunda con el componente de generación de la tarifa de energía. En la atención de la demanda, desde la creación del mercado en 1995, no se han presentado eventos de racionamiento; pero, a la vez se han presentado altos valores de vertimientos como los presentados durante el año 2021 y 2022. Esta agua no es aprovechada para generar energía siendo una des optimización en el manejo del recurso hídrico y así mismo, perdiendo oportunidad de tener oferta de energía para precios competitivos.

Otro aspecto importante a tener en cuenta en la valoración del agua para generación eléctrica en Colombia es que varios de sus embalses son multipropósito, es decir, el agua tiene otros usos. Casos como los embalses asociados a la cadena Paraíso-La Guaca, cuyas aguas surten de agua potable a la ciudad de Bogotá, deberían tener consideraciones especiales en la valoración del riesgo. Betania y Urrá, con embalses que regulan las aguas de importantes ríos en Colombia, también ameritan tratamientos especiales. Esto hace necesario establecer medidas para que los agentes incorporen de forma explícita estos aspectos socio-ambientales dentro de sus ofertas para el mercado de energía. Hoy en día solo existe el componente de la oferta diaria Mínimo Obligatorio que garantiza una generación en el despacho independiente del precio de oferta. Con esto se logra un manejo del embalse que cumpla con los requisitos ambientales y fitosanitarios. Pero la valoración del agua es única ya que solo existe un solo precio de oferta. Esto representa una dificultad al momento de verificar si el agente realizó una gestión óptima de su recurso hídrico.

La problemática expuesta sobre el uso óptimo del agua por los generadores hidráulicos muestra la necesidad de incluir reglas adicionales en la reglamentación del mercado, que de forma natural, generen incentivos para un mejor manejo del agua, que debería reflejarse en señales de precio eficientes.

En este apartado se analizará la valoración en bolsa del recurso hídrico en el mercado de energía mayorista, mercado en el cual la abundancia o escasez de agua en los embalses y la percepción de riesgo de escasez de dicho recurso tienen efecto sobre los precios ofertados en bolsa por cada unidad de energía generada. Los análisis aquí presentados se basan en la revisión de información para los recursos generadores hídricos en el periodo comprendido entre el 1° de mayo de 2021 y el 31 de octubre de 2022, un periodo caracterizado por la ocurrencia del fenómeno de “La Niña”, tipificado por aportes pluviométricos que superaron los promedios históricos de este fenómeno que en si mismo es un fenómeno húmedo de larga duración. Los reportes y pronósticos de precipitaciones mensuales realizados por el IDEAM para los meses del periodo analizado revelan que tanto las precipitaciones registradas como los pronósticos sobre este fenómeno estuvieron por encima del promedio en el territorio nacional (los pronósticos mensuales se pueden consultar en <http://www.pronosticosyalertas.gov.co/web/tiempo-y-clima/prediccion->



[climatica](http://www.pronosticosyalertas.gov.co/boletin-condiciones-hidrometeorologicas) y los boletines de condiciones hidrometeorológicas se pueden consultar en <http://www.pronosticosyalertas.gov.co/boletin-condiciones-hidrometeorologicas>).

En el mercado de eléctrico, la abundancia o escasez de agua en embalses o ríos debe reflejarse en los precios de la energía ofertada y generada mediante el uso de recursos: en periodos de bajos aportes hídricos y por tanto de escasez de agua los precios de cada kW/h generado suelen ser altos debido a que el costo de oportunidad de generar en un día determinado implica que no será posible generar una cantidad de energía similar de energía en algún día posterior en el que el agua estará aún más escasa. En periodos de altos aportes hídricos los precios de la electricidad generada por hidroeléctricas suelen ser bajos debido a que el costo de oportunidad del agua es bajo pues no se sacrifica la generación de energía de mañana cuando se genera energía hoy.

En el país, la generación hidráulica se realiza con dos tipos de proyectos: las filo de agua que aprovechan de forma directa la energía de los caudales de los ríos y los generadores con embalses de agua. La Tabla 4 resume de forma aproximada el portafolio de plantas de generación hidráulica nacional según la empresa que las opera y su capacidad de gestión de riesgo de escasez hídrica, es decir, el número de días que estos recursos pueden generar energía a su máxima capacidad sin recibir aportes del caudal de sus ríos¹⁰ (sólo se incluyen los recursos de generación despachados centralmente, es decir, con una capacidad efectiva neta de generación mayor a 20 MW).

Como se observa, esta estrategia de generación es muy heterogénea en su capacidad de gestión de riesgo de escasez hídrica. Se puede considerar que 56% de los recursos generadores tienen embalses “pequeños” en su capacidad, pues tienen 7 o menos días de autonomía, mientras que el 44% de los recursos restantes tienen embalses “grandes” al tener autonomías iguales o superiores a 30 días.

Empresa	Capacidad de regulación (en días)							Total
	0*	3	7	30	60	90	365	
CELSIA	1	1	3					5
CHIVOR					1			1
ENEL	3			1		3		7
EPM	2	3	2				1	8
HIDRALPOR	2							2
ISAGEN	2	1	2			1		6
URRA						1		1
Total	10	5	7	1	1	5	1	30

Tabla 4 Recursos hídricos de generación según empresa y capacidad de regulación – Colombia (2022).

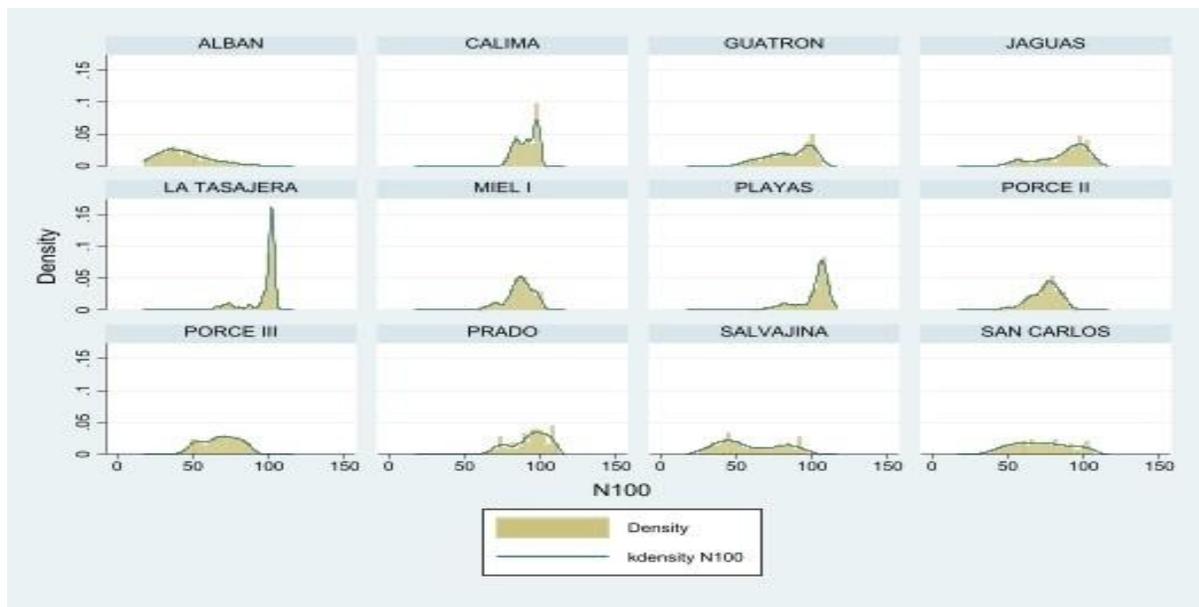
Fuente: Cálculos propios con base en datos de XM – cifras a octubre 31.

* Hace referencia a generación a filo de agua.

¹⁰ En el vocabulario del sector eléctrico, a la capacidad de gestión del riesgo de escasez hídrica se le denomina, también, “capacidad de regulación”.

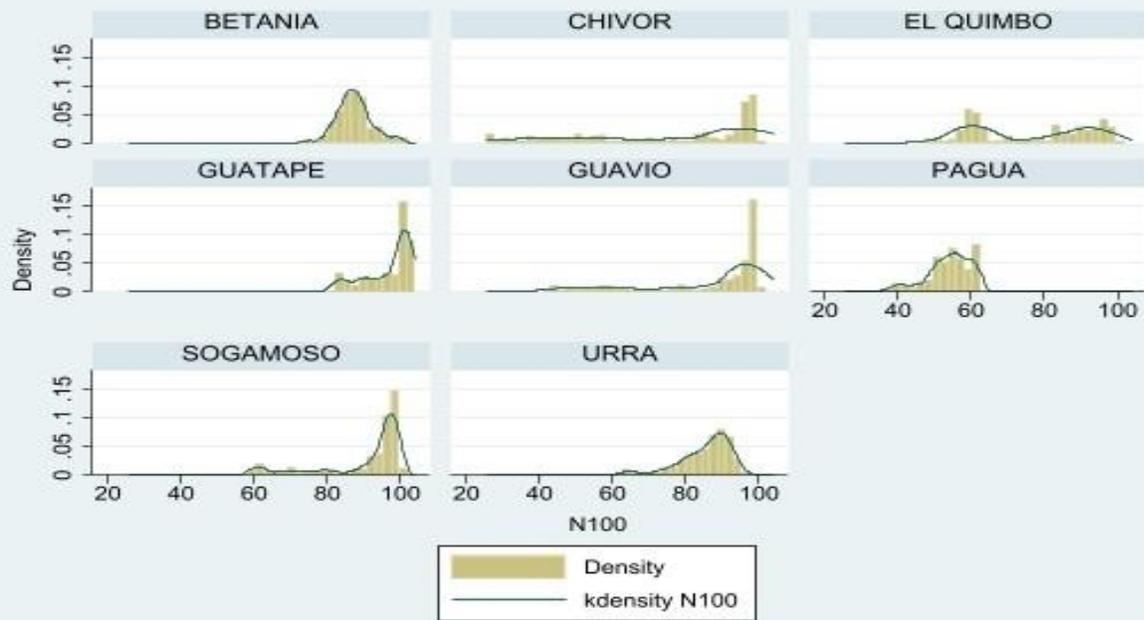


Al analizar el nivel de los embalses con regulación igual o inferior a 7 días, se observa que, en general, durante los 549 días considerados, estos embalses estuvieron llenos, tal como se observa en el Gráfico 1.



Gráfica 11 - Frecuencias de porcentaje de nivel de embalses con capacidad de 7 o menos días – Colombia – mayo 1° de 2021 a octubre 31 de 2022.

De manera similar, al analizar el nivel de los embalses de regulación igual o superior a 30 días, se observa que, en general, durante los 549 días considerados, estos embalses también estuvieron llenos, tal como se observa en el Gráfico 2.



Gráfica 22 - Frecuencias de porcentaje de nivel de embalses con capacidad de 30 o más días – Colombia – mayo 1º de 2021 a octubre 31 de 2022.

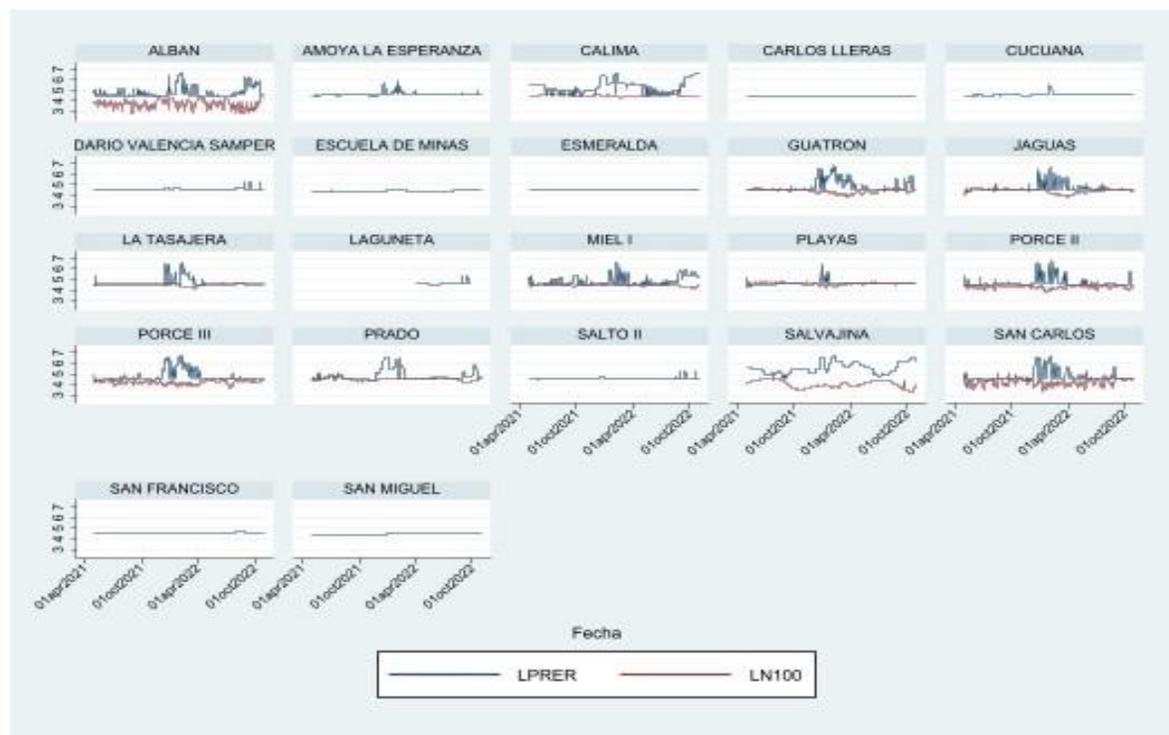
Al considerar los pronósticos de lluvia del IDEAM emitidos en el periodo, junto con los elevados niveles observados en el llenado de los embalses, estos datos debieron estar asociados a precios bajos y estables de oferta en bolsa de energía. Sin embargo, como se deduce de la Tabla 5, los precios ofertados por diferentes plantas hídricas (\$/kWh) alcanzaron, inexplicablemente, valores elevados de hasta \$1.008,60/kWh con una elevada desviación estándar que estuvo en \$114,51.

Los dos gráficos que se encuentran a continuación presentan para cada recurso hídrico de generación la gráfica los logaritmos naturales del precio real ofertado en bolsa (LPRER) y el nivel (LN100) en el periodo analizado. En estas gráficas se observa que los recursos a filo de agua (aquellos cuya gráfica no tienen línea roja de LN100) presentan una muy baja volatilidad en el precio ofertado. El comportamiento de estos recursos contrasta con el que presentan los embalses (aquellos cuya gráfica tienen línea roja de LN100) pues en su inmensa mayoría presentaron altas volatilidades en el precio real ofertado, las cuales contrastan con la relativa estabilidad que presentaron en sus niveles de llenado. Además, se observa que los cambios en los precios no se explican por cambios contemporáneos en los niveles de los embalses.

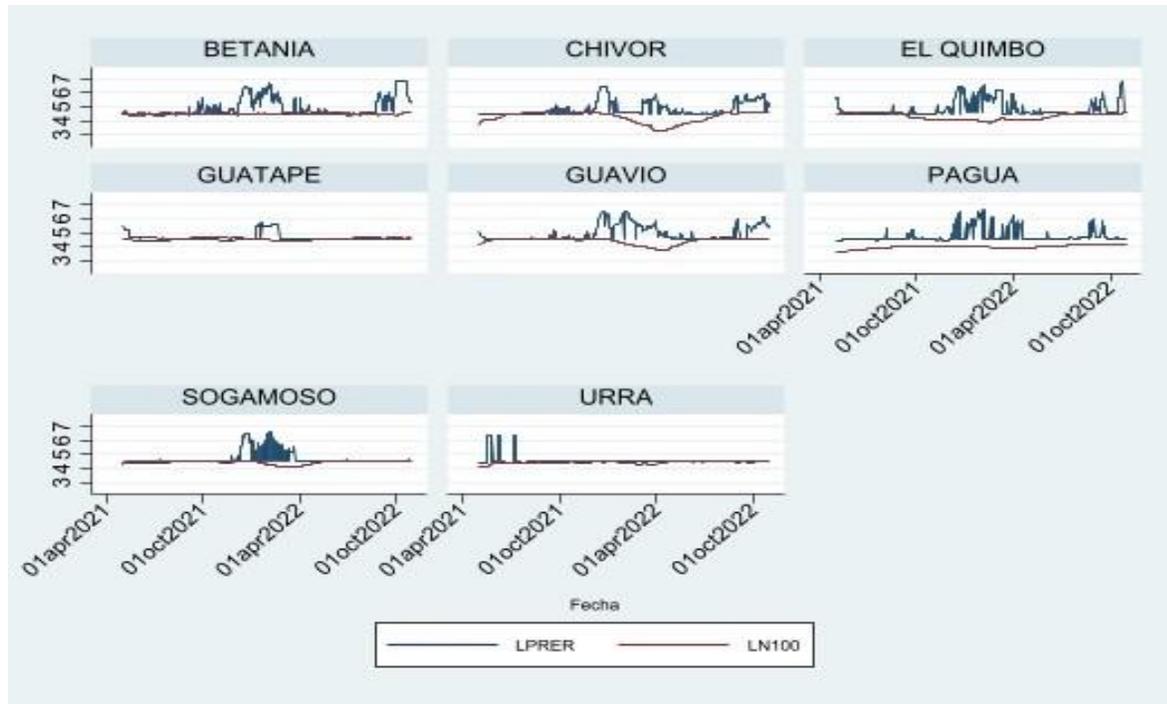


Regul.	Embalse	Media	Desv. Est.	Min	Max
Menor o igual a 7 días	ALBAN	142,30	108,85	85,24	759,66
	CALIMA	251,17	160,71	86,69	761,81
	GUATRON	156,10	136,45	90,91	1.008,60
	JAGUAS	123,45	102,33	85,24	874,47
	LA TASAJERA	114,33	90,37	85,24	772,54
	MIEL I	139,39	82,97	85,24	695,29
	PLAYAS	100,17	29,87	90,91	665,16
	PORCE II	128,40	112,04	89,65	922,76
	PORCE III	141,61	138,17	85,24	795,07
	PRADO	144,99	121,21	85,24	708,16
	SALVAJINA	302,77	166,91	86,69	831,55
SAN CARLOS	136,39	117,71	85,24	783,27	
Promedios Grupo		156,76	113,97	86,79	798,20
Mayor o igual a 30 días	BETANIA	189,31	194,51	85,19	900,00
	CHIVOR	143,94	103,20	85,24	648,54
	EL QUIMBO	156,69	138,71	85,24	900,00
	GUATAPE	106,82	46,23	85,24	321,70
	GUAVIO	167,39	124,25	86,73	696,36
	PAGUA	133,41	108,89	85,19	804,73
	SOGAMOSO	130,88	123,73	85,24	783,27
	URRA	106,34	83,17	85,24	577,15
Promedios Grupo		141,85	115,34	85,41	703,97
Promedios Generales		150,79	114,51	86,24	760,50

Tabla 5 - Estadísticas del precio real ofertado en bolsa por los embalses – Colombia – mayo 1° de 2021 a octubre 31 de 2022.



Gráfica 33 - . Ln de precio real ofertado y Ln de porcentaje de nivel de recursos con capacidad de 7 o menos días – Colombia – mayo 1° de 2021 a octubre 31 de 2022.



Gráfica 44 - Ln de precio real ofertado y Ln de porcentaje de nivel de recursos con capacidad de 30 o más días – Colombia – mayo 1° de 2021 a octubre 31 de 2022.

Este análisis, indica que los precios en bolsa de la energía generada por hidroeléctricas no guardan relación con la condición de escasez o a percepciones de riesgo de escasez de agua. En el periodo analizado, el comportamiento de los precios no se explica por la abundancia o escasez del agua, o por pronósticos de periodos de baja pluviosidad, lo que conlleva a considerar que los generadores consideran percepciones de riesgo de escasez hídrica con otras variables.

De otra parte, frente al uso del recurso hídrico, puede entenderse que los vertimientos de agua en el ámbito de la generación de energía eléctrica son “la cantidad de agua expresada en energía [GWh] que es evacuada de los embalses por medio de sus estructuras de vertimiento, esto ocurre en las temporadas de lluvia cuando el nivel del embalse supera su nivel máximo físico.” Por otra parte, desde un punto de vista práctico, los vertimientos corresponden a dejar de ofertar energía a un costo marginal de cero o cercano a cero, esperando mejores señales de precio y que resulta en la pérdida de un recurso primario para la generación de energía.

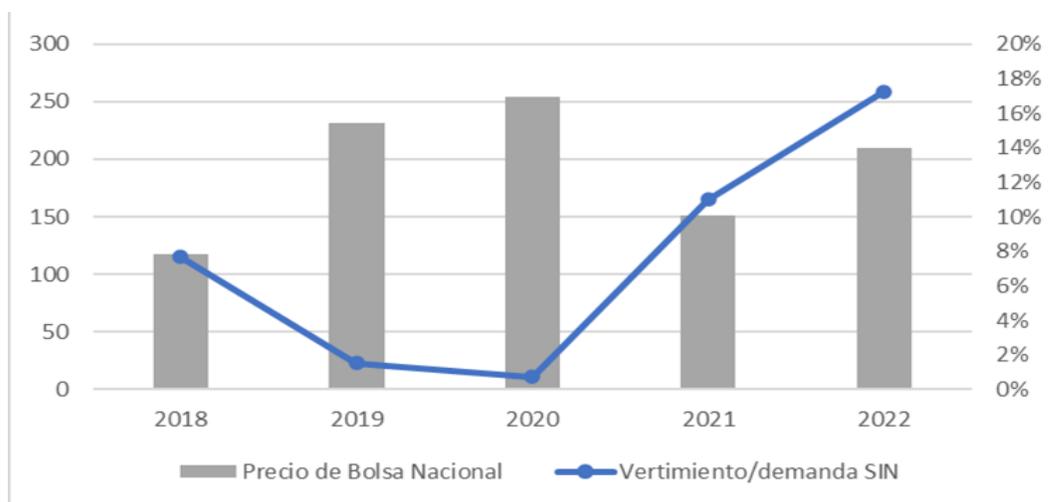
Así mismo, desde el punto de vista económico, los vertimientos podrían entenderse como una falla de los mercados eléctricos, pues no son más que una restricción o reducción de la oferta en detrimento del bienestar del consumidor. Si bien, como lo indica Fedesarrollo, esto no siempre implica que el costo de oportunidad del agua cae a cero, sí es el resultado de factores como las expectativas y el nivel de acumulación que entran a jugar un papel importante en determinados momentos¹¹, en otras palabras, una mala gestión del recurso,

¹¹ https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/171/CDF_No_%2030_Octubre_2009.pdf?sequence=1&isAllowed=y



de los embalses, que pueden responder a falta de señales e incentivos o desincentivos. Lo anterior sin olvidar que el manejo de vertimientos también obedece a reglamentaciones ambientales o técnicas.

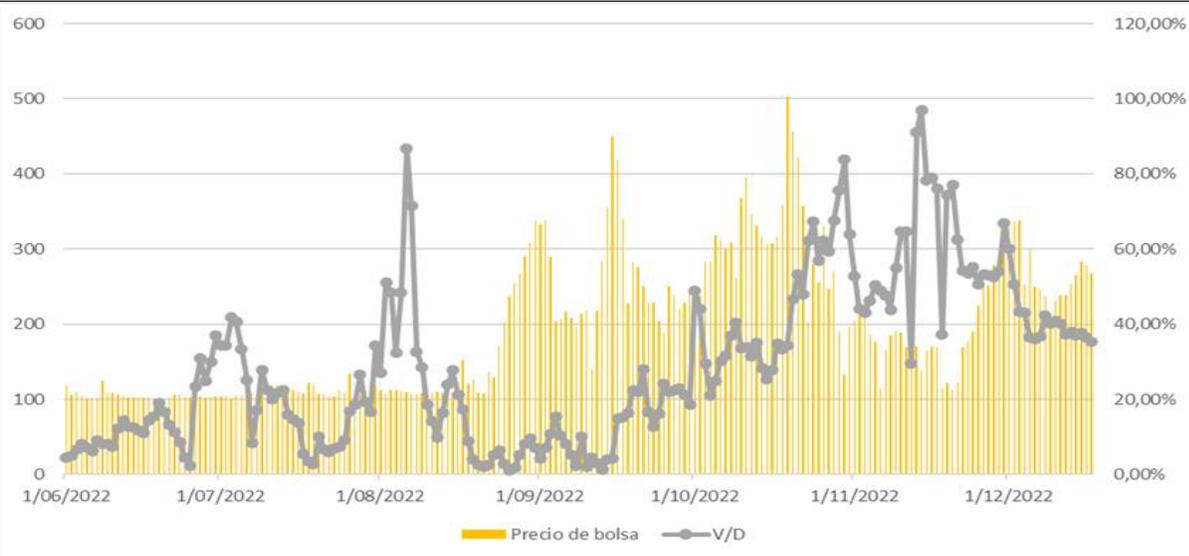
La reglamentación de la actividad de generación ofrece oportunidades de mejora en las que es posible evitar ciertos comportamientos estratégicos que van en contra de la eficiencia y la justicia tarifaria. En concreto, aún no se aplican medidas que penalicen vertimientos injustificados de agua que no son generadores de electricidad para el sistema. En Colombia es conocido este fenómeno y prueba de ello es que en los últimos 5 años en promedio se ha vertido en promedio el 8% de la demanda del Sistema Interconectado Nacional-SIN, con casos como los que se presentaron en 2021 cuando los vertimientos se acercaron al 11% de la demanda del SIN, lo cual se presenta en el Gráfico 5.



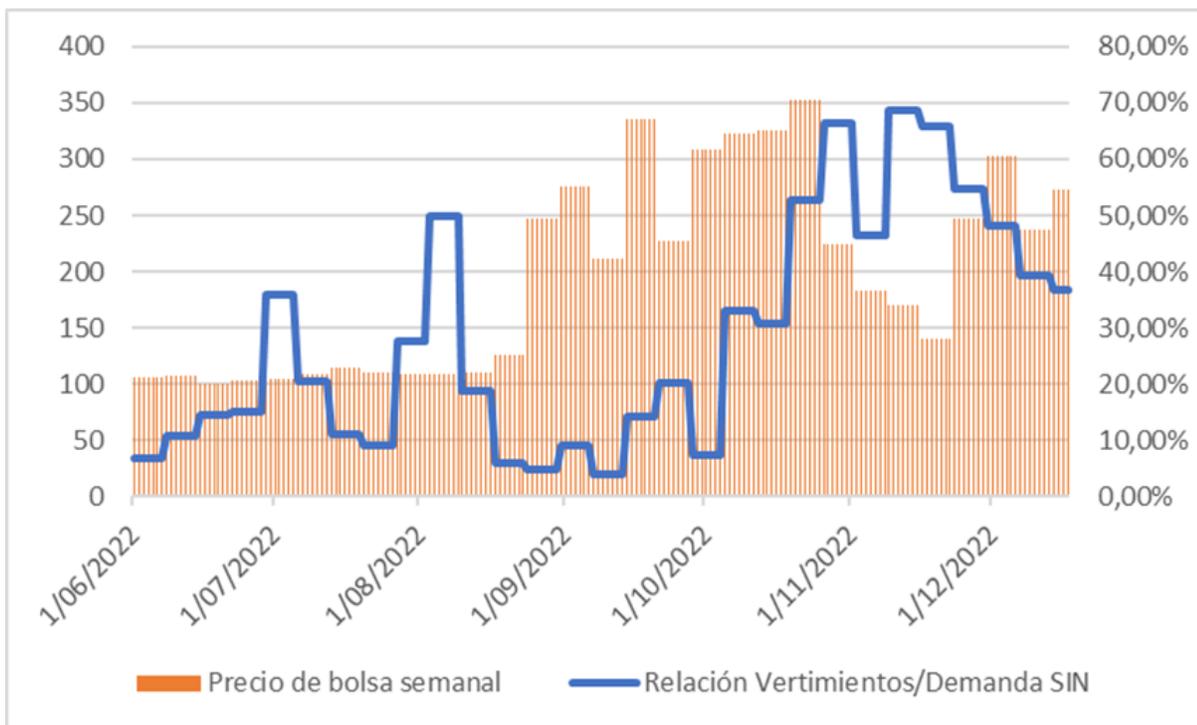
Gráfica 55 - Comparación vertimientos como porcentaje de la demanda del SIN y Precio de bolsa - Colombia - 2018-2022

Fuente: XM, Cálculos MME. 2022.

En el corto plazo, casos como el invierno de 2022 han mostrado que resultado de esta falla de mercado se ha vertido, en promedio, más del 28% de la demanda del SIN del país en ese año; se ha observado que existen días en los cuales los vertimientos superaron el 87% de la demanda comercial y semanas puntuales en las cuales los vertimientos superaron el 50% y el precio de bolsa estaba cerca de los 353 \$/kWh, tal como lo muestran los dos gráficos siguientes.



Gráfica 66 - Comparación vertimientos como porcentaje de la demanda del SIN (V/D) y Precio de bolsa diario - Colombia - 2022.
Fuente: XM, Cálculos MME



Gráfica 7 - Comparación vertimientos como porcentaje de la demanda del SIN y Precio de bolsa - promedio semanal desde el 1-jun-2022 - Colombia - 2022.
Fuente: XM, Cálculos MME

Debido a que muchos de los casos de vertimientos se han dado en escenarios de muy alta hidrología y con expectativas de fenómeno de La Niña en el corto plazo, se deben incorporar señales para la valoración del recurso, buscando que los generadores gestionen de mejor



manera sus recursos y se evite algún tipo de especulación en materia de verter recursos esperando mejores expectativas de precio o posibles prácticas restrictivas de la competencia como aquellas identificadas en el Documento CREG 114 de 2021¹² y que derivan así mismo en vertimientos. Así mismo la valoración de este recurso natural debe ser tanto asociada a su escasez como hay momentos de abundancia.

1.6. Mitigación de poder de mercado

La literatura económica, reconoce que la competencia es una característica que garantiza el uso eficiente de los recursos, si existe un gran número de productores y consumidores, información completa y no presencia de barreras a la entrada como tampoco de costos de transacción.

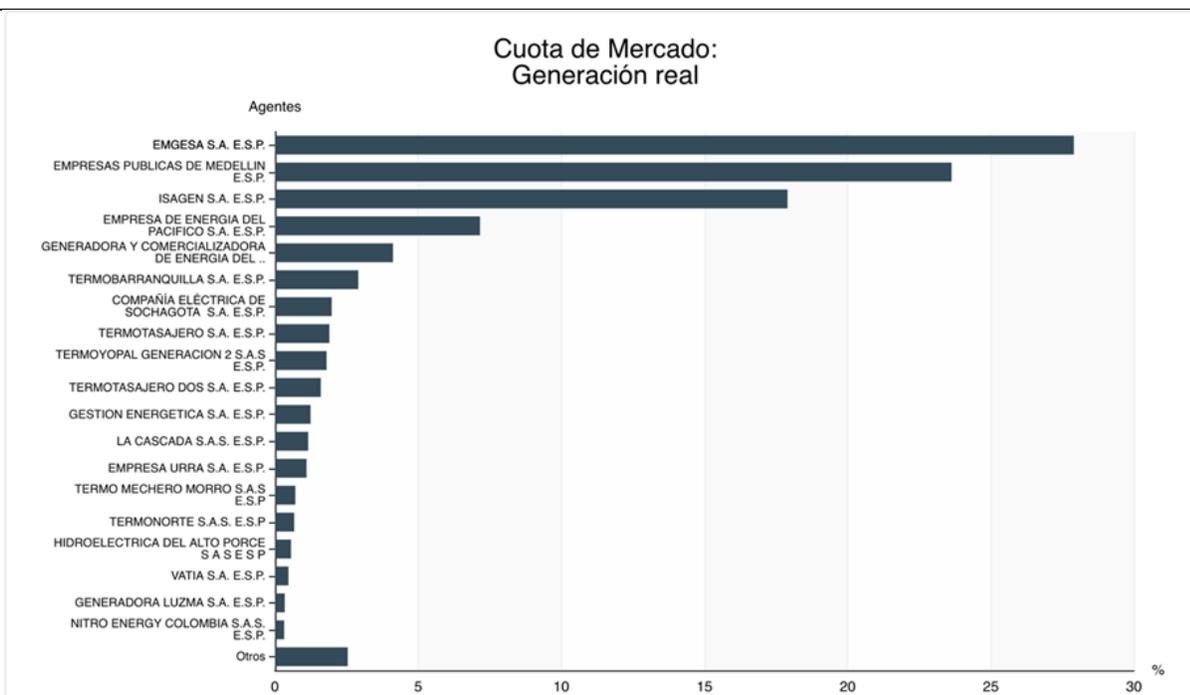
En el caso del Mercado Mayorista de Electricidad colombiano, existen tres características que conducen a que la formación de precios no sea la de un mercado competitivo: i) la imposibilidad de almacenar la energía eléctrica, que conduce a que los usuarios no puedan tener reservas cuando hay situaciones de escasez, ii) la inelasticidad de la demanda y iii) la no existencia de mecanismos que permitan que, ante cambios de precios en tiempo real, haya respuesta por parte de la demanda.

Es decir, como se indicó en el Documento CREG-118 de octubre de 2010: *“las características del mercado eléctrico incentivan a los agentes generadores a ejercer poder de mercado si no enfrentan suficiente competencia, ya que pueden ofertar precios por encima de sus costos marginales en periodos horarios del día, y negar disponibilidad para aumentar los precios, sin afectar sus ventas. Incluso, les facilitan desarrollar comportamientos colusivos (implícito o explícitos), debido al carácter repetitivo del mercado que enfrentan. De tal forma, que los agentes puedan acordar sus ofertas, o sigan el comportamiento de una empresa líder que a través de su conducta aumente el precio de bolsa”*.

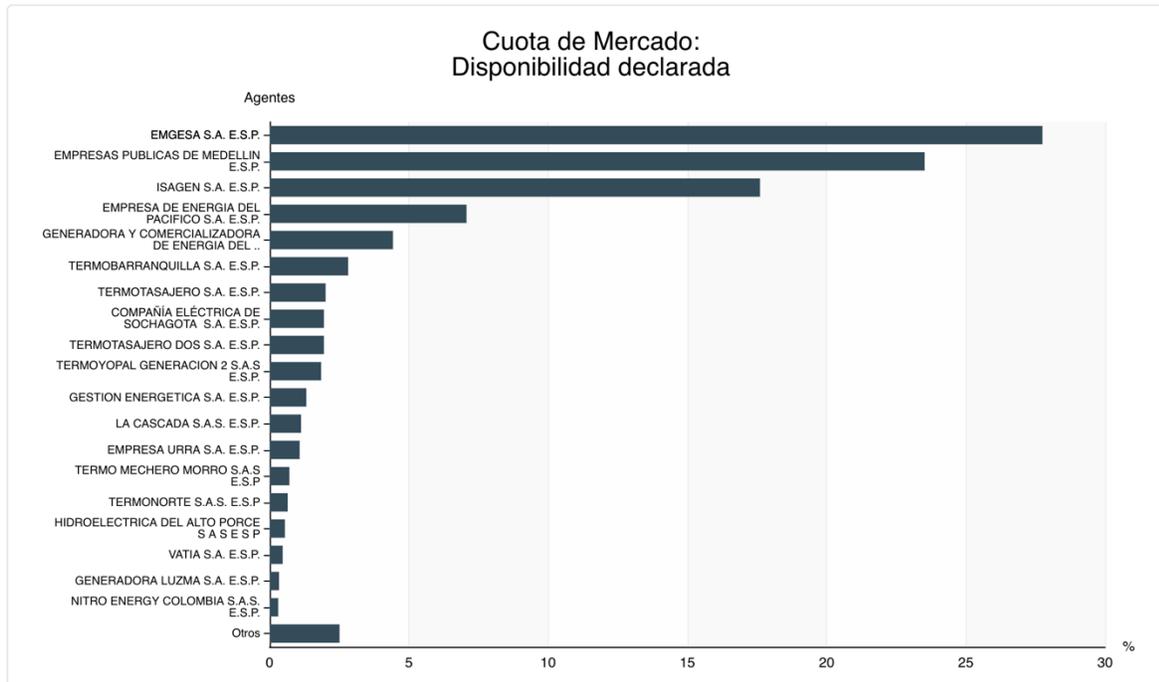
Tradicionalmente se ha venido utilizando el índice Herfindahl Hirschman (IHH) como un indicador para medir concentración y una medida aproximada de las condiciones de competencia. Conforme con el panel de indicadores de la UMMEG al 5 de marzo de 2023, el HHI estimado a partir de la generación real es igual a 1753 y respecto de la disponibilidad declarada es 1731, lo que indica que los dos mercados presentan indicios de una concentración moderada. Como se observa en los gráficos 8 y 9, tomados de la misma publicación, el 80% de la cuota de mercado tanto en generación como en disponibilidad está concentrado en cinco (5) agentes.

Si bien el indicador es adecuado para medir concentración, resulta insuficiente para identificar aquellos agentes que teniendo posición dominante pueden afectar el desempeño del mercado. De allí que se hace necesario contar con herramientas adicionales que permitan actuar sobre los comportamientos de los agentes.

¹² Modernización del mercado de energía mayorista (Despacho vinculante, mercados intradiarios y servicios complementarios)



Gráfica 8 - Cuota de mercado (%) Generación real
Panel de Indicadores UMMEG – SSPD al 5 de marzo de 2023



Gráfica 9 - Cuota de mercado (%) Disponibilidad Declarada
Fuente: Panel de Indicadores UMMEG – SSPD al 5 de marzo de 2023

En un escenario donde la demanda residual es inelástica, el Documento CREG-118 1 de octubre de 2010, sugiere algunos indicadores adicionales, para conocer si un oferente es pivotal, es decir, en el caso eléctrico, si la capacidad de generación es necesaria para cubrir



la demanda del mercado. Uno de ellos es el índice del Oferente Pivotal (IOP), el cual al comparar la oferta del agente y su demanda residual (oferta superior a la demanda), se determina si el generador tiene incentivos para comportarse como monopolista y por tanto tiene la capacidad de aumentar los precios por encima de los costos marginales.

El segundo sugerido es el índice de Oferta Residual (IOR), que determina cuándo un agente es indispensable (agente pivotal) para atender la demanda en un determinado momento, comparando la demanda total y la oferta residual de los agentes. El agente es pivotal, si la oferta residual, esto la oferta del mercado sin incluir la oferta del agente que se está estudiando, es menor que la demanda del sistema.

Dadas las particularidades del Mercado Mayorista Eléctrico y las posibilidades de poder de mercado que pueden ejercer los agentes, es importante dar señales de política para se implementen controles que permitan puedan detectar y actuar en tiempo real, ante posible ejercicio de posición dominante por parte de los agentes.

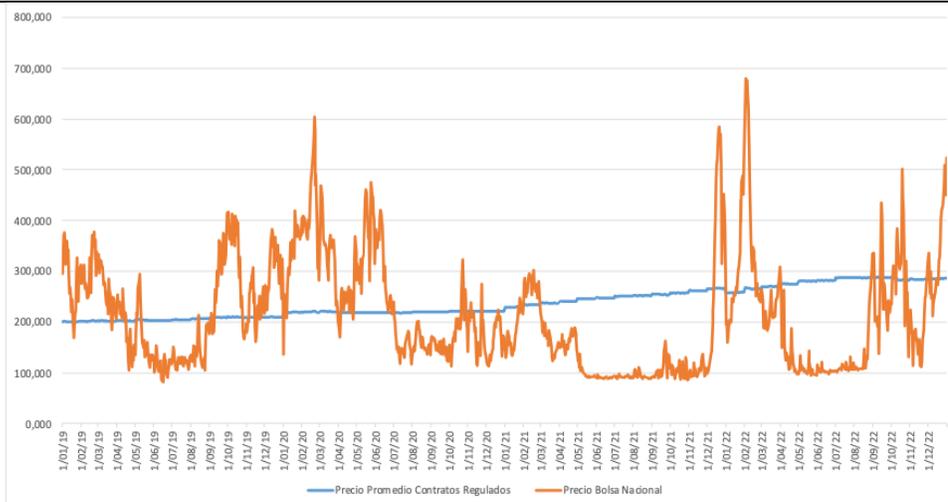
1.7. Acceso a contratación por parte de comercializadores

Uno de los mecanismos para la compra de energía en el país, son los contratos bilaterales los cuales, las partes (generadores-comercializadores) fijan compromisos a futuro para la compra-venta de electricidad. Este mercado tiene dos objetivos fundamentales, el primero es permitir la cobertura frente a volatilidades en el precio de bolsa¹³, (es decir son contratos de tipo financiero) y el segundo revelar el precio de la energía a futuro.

La eficiencia del mercado de contratos de energía depende del grado en que los participantes puedan cubrir el riesgo de variaciones del precio en el corto plazo, y que puedan hacerlo a un precio competitivo.

La gráfica 10 presenta una serie de tiempo del precio de bolsa promedio diario y del precio promedio mensual de los contratos en el periodo 2019 y lo corrido de 2023. Si bien el precio de bolsa estuvo mayormente por encima del precio de los contratos, en promedio, en los años 2019 y 2020, en los años 2021 y 2022 el comportamiento fue inverso. Los contratos han servido para cumplir su propósito pues tienden a ser más estables con valores promedio en el periodo analizado de \$238 COP/kWh y una desviación standard de 29,56; contrario al comportamiento bastante volátil de los precios de bolsa con periodos, donde los precios estuvieron cercanos a los 700 COP/kWh, y otros, en los cuales los precios llegan a tener valores de 82 COP/kWh y cuya desviación standard es de 110,38.

¹³ Los contratos bilaterales en la bolsa de energía no implican que el generador deba producir la electricidad contratada. El despacho diario se define a través del mecanismo de bolsa.



Gráfica 10 - Precio promedio mensual Contratos mercado regulado y Precio de Bolsa Nacional
Fuente XM, análisis propios

El marco regulatorio actual determina que los comercializadores que atienden demanda regulada (i.e pequeños usuarios) deben realizar las compras de energía mediante el mecanismo de convocatorias públicas y asignar el contrato a quien oferte un menor precio.

Se encuentran diagnósticos¹⁴ respecto del funcionamiento del mercado de contratos en los que identifica como común denominador la necesidad de mejorar la formación de precios de este mecanismo, con el fin de que los precios de energía que se trasladen a los usuarios sean eficientes, puesto que las convocatorias públicas favorecen el poder de mercado al permitir discriminar precios por parte de los vendedores entre agentes¹⁵ y se enfrenta a altos costos de transacción (Cramton 2010¹⁶) dada la poca estandarización tanto de los contratos como de las convocatorias.

En un escenario de justicia tarifaria, contar con un mecanismo que corrija estas falencias adquiere gran relevancia y es por ello, que este asunto será objeto de un mayor análisis por parte de este Ministerio.

Con la entrada del verano, prevista que inicie a partir del mes de mayo de 2023, ver Gráfica 11, existe la preocupación que, por las fallas existentes en el mecanismo bilateral de contratación, los comercializadores que atienden demanda regulada, especialmente aquellos que no se encuentran verticalmente integrados con generación o donde no exista una situación de control con este negocio, tengan expuesta en ese periodo, una proporción importante de esta demanda en la bolsa de energía, lo cual se vería reflejado en un incremento de las tarifas al usuario final.

¹⁴ Documento CREG 077 “Mercado Organizado para la Demanda Regulada – MOR, Documento CREG-018 de 2009 – MOR, Documento CREG 022 de 2016.

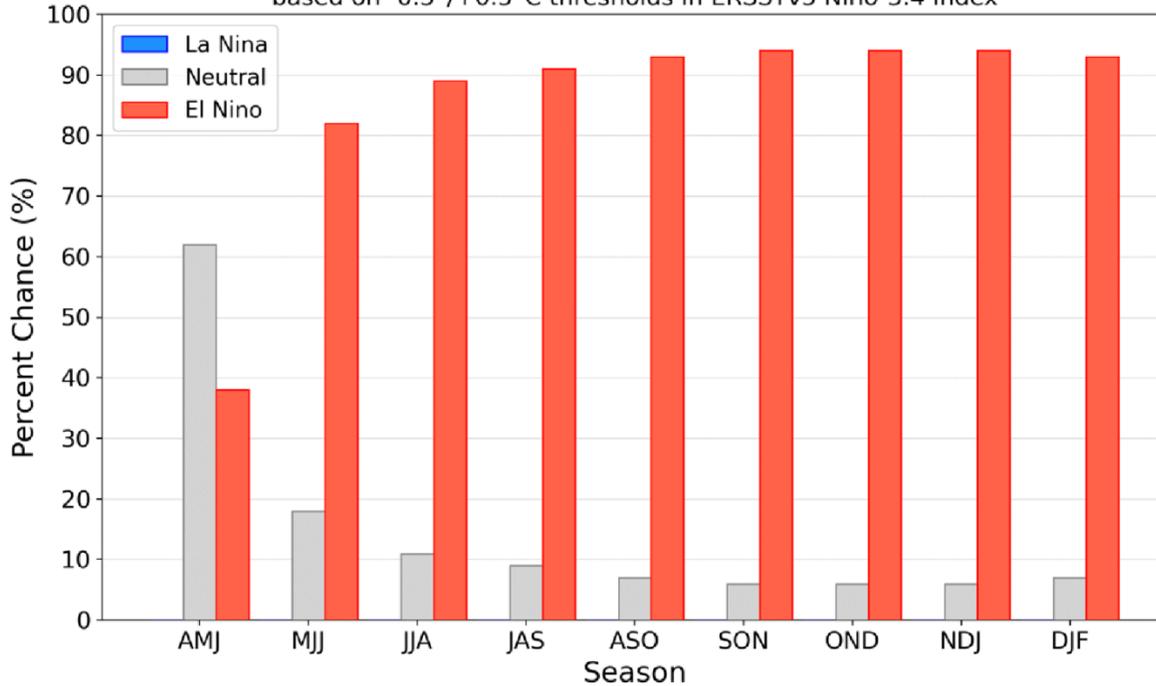
¹⁵ El mecanismo actual de formación de precios de contratos de suministro, tiene diversas fallas de mercado que inhiben una formación eficiente, permiten un trato discriminado a los agentes (...). Documento CREG 022 – 2016. Mercado Organizado para Contratos de Energía para el Mercado Regulado y No Regulado

¹⁶ Ausbel y Cramton. Using forward markets to improve electricity market design



Official NOAA CPC ENSO Probabilities (issued May 2023)

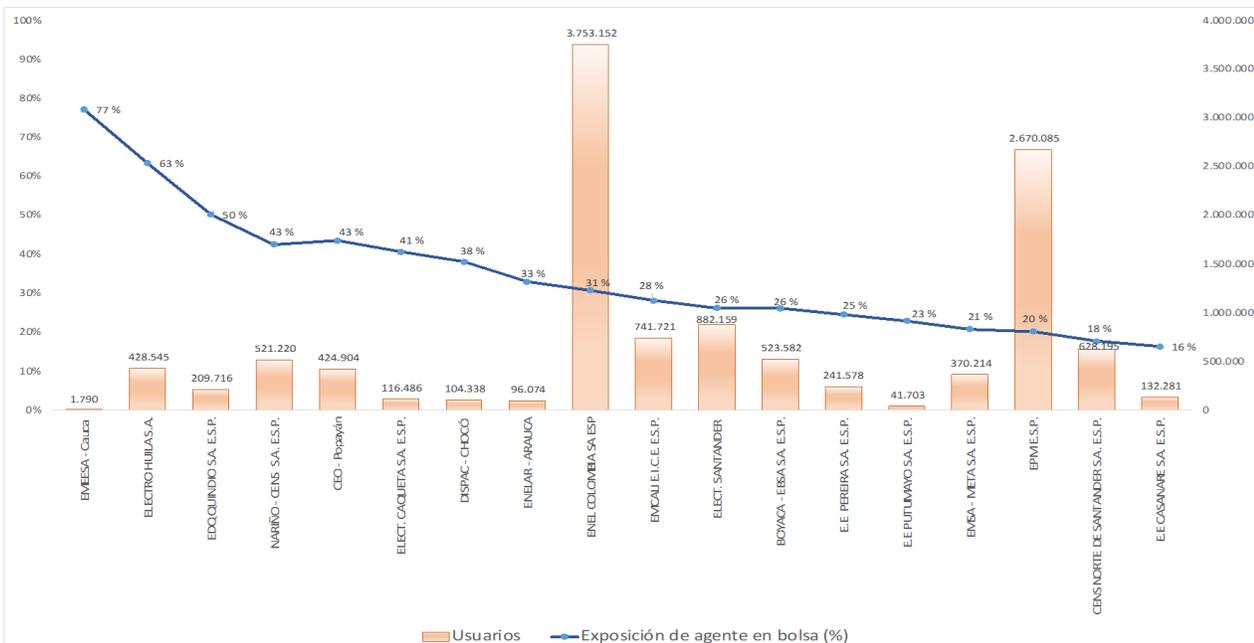
based on $-0.5^{\circ}/+0.5^{\circ}\text{C}$ thresholds in ERSSTv5 Niño-3.4 index



Gráfica 1111 - Pronóstico de Niño 2023

Fuente: Climate Prediction Center / NCEP – Mayo 2023

Al analizar la exposición a bolsa de los comercializadores que atienden demanda regulada para el 2023, se observa que los agentes no integrados verticalmente tienen una exposición que se considera extremadamente riesgosa, con porcentajes superiores al 30%.





Gráfica 12 - Comercializadores expuestos a bolsa en más del 15% de su demanda regulada y número de usuarios - Colombia - 2023

Dado lo anterior, es imperante incorporar señales para promover entre los agentes la contratación de energía para cubrir los consumos de energía de los usuarios del SIN y evitar la exposición a precios fluctuantes de bolsa.

Uno de los mecanismos más empleados para la compra de energía mediante contratos, es el Sistema Centralizado de Convocatorias Públicas (SICEP), que nace en la Resolución CREG 130 de 2019, y el cual es una plataforma de información donde concurren compradores y vendedores. Aunque con el SICEP se evidencia una mejor concurrencia de la oferta, frente al anterior esquema de contratación bilateral (Resolución CREG 020/1996), persisten algunos problemas relacionados con convocatorias desiertas porque no se presentan vendedores, segmentación de mercado, entre otros.

Igualmente se ha identificado cuando se abre un proceso de convocatoria, que la energía ofrecida queda “atrapada” mientras se define su resultado, por un espacio de casi 3 meses, lo que se traduce en un costo de oportunidad tanto para vendedores como compradores al no poder destinar la energía disponible para otras convocatorias. Los plazos definidos regulatoriamente para apertura y presentación de oferta deben ser revisados, de tal manera que los procesos puedan abrirse y cerrarse en un menor tiempo, con el fin de que al cierre de una convocatoria los oferentes tengan información sobre sus posibilidades de ser o no asignados en una convocatoria, y de esa forma definir la disponibilidad de energía para otras convocatorias. La CREG como entidad encargada de la regulación deberá hacer los análisis correspondientes con el fin de establecer los plazos más adecuados para que la situación descrita no se presente.

1.8. Garantías en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

De conformidad con las disposiciones establecidas por la regulación, las obligaciones que surjan a cargo de los agentes que participan en el mercado mayorista están sujetas a garantías con el fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones comerciales que de allí se deriven.

Actualmente se garantizan, entre otros conceptos, a través de avales bancarios o prepagos los siguientes:

- Energía
- Cargo por Confiabilidad
- Restricciones
- Reconciliaciones
- Desviaciones
- Servicio AGC
- Responsabilidad Comercial AGC
- Regulación primaria de Frecuencia
- Cargos por Servicios CND, ASIC
- Cargos por Servicios LAC
- Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional - STN-
- Desviaciones de obligaciones de energía firme en condiciones de escasez



Los agentes respaldan sus obligaciones en forma mensual o semanal, esto último derivado del comportamiento de los precios las garantías deben ajustarse.

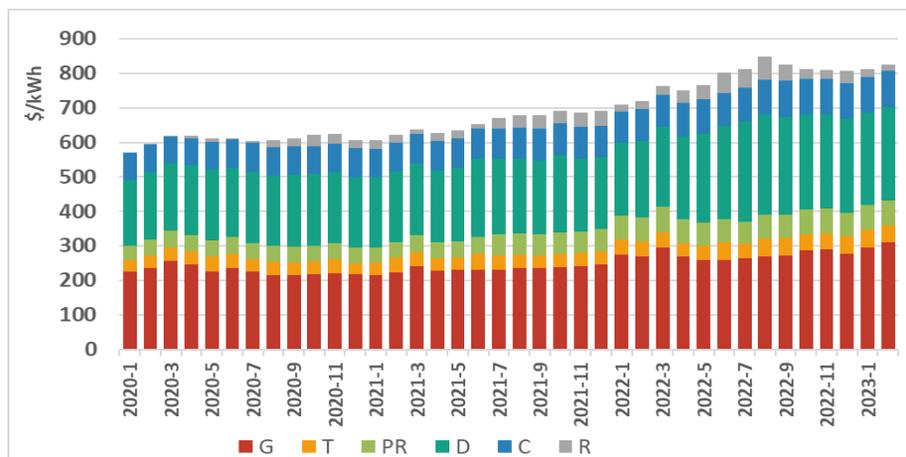
Si bien las garantías son fundamentales para blindar al mercado de un riesgo sistémico, esto es el riesgo de que un evento desencadene pérdidas económicas de valor o confianza, y genere efectos adversos en el sector, es importante revisar algunos aspectos que permitan optimizar las coberturas exigidas para las transacciones en el Mercado Mayorista de Energía, así como esquemas que permitan disminuir los costos de transacción.

Respecto a este asunto, el esquema actual requiere que las empresas cuenten con recursos equivalentes a tres meses de garantías en promedio, dado los plazos de presentación, lo que conlleva a tener que contar con cupos en avales o de flujo de caja para cubrir dichas garantías. Adicionalmente, según el número de semanas en cada mes, se tendrán 5 o 6 ajustes semanales sobre la garantía inicialmente emitida, lo que implicar que en un mes como mínimo, un agente tendrá 20 garantías emitidas. Asimismo, existen dificultades, especialmente en las distribuidoras-comercializadoras pequeñas para la constitución de dichas garantías porque puede comprometer su flujo de caja, donde en algunos casos, el cupo requerido para garantizar un mes en particular es de 70 días.

En conclusión, procurando la calidad de cubrimiento existente, y sin que se generen riesgos de cartera o sistémicos, es necesario proporcionar más eficiencia y optimización al uso de capital, para lo cual debe revisarse la inclusión de mercados financieros en los mecanismos de cobertura existentes, el esquema de cálculo como la periodicidad ante variaciones en las liquidaciones de las transacciones del mercado.

1.9. Pérdidas en áreas especiales

Como uno de los componentes que hacen parte del Costo Unitario de prestación del servicio (CU), las pérdidas constituyen un eslabón representativo para la tarifa final que experimenta el usuario en Colombia. Para enero de 2023, el componente de pérdidas promedio en el país representó un 8,8% del CU promedio nacional, tal como se puede apreciar en la figura 24. Especialmente, se destaca el hecho de que usuarios residenciales en algunas regiones, como en el Caribe, llegaron a pagar más del 20% por el concepto de pérdidas dadas las circunstancias propias de las redes de su Sistema de Distribución Local.



Gráfica 13 - Variación del Costo Unitario por Componente durante el año 2022



Fuente: SSPD, análisis propios

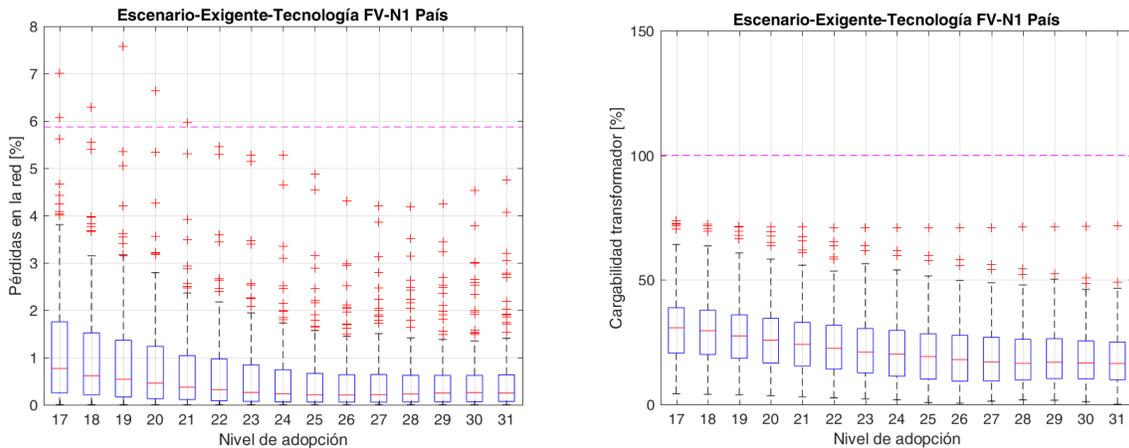
La mayoría de las acciones para la disminución de pérdidas técnicas se centran en las redes de niveles de tensión 1 y 2, dado que de los menores niveles de tensión es de donde proviene la mayor participación de las pérdidas. Por otra parte, dentro de la regulación asociada a este cargo, como lo es la Resolución CREG 015 de 2018, se establecen incentivos para la reducción de pérdidas para el distribuidor en cada mercado.

Como alternativa de acciones a nivel local (en niveles de tensión 1, 2 y 3), la implementación de nuevas tecnologías ha permitido considerar estrategias de generación distribuida para aliviar condiciones de sobrecargas en elementos de la red como transformadores y conductores. Estudios en los que se modelan redes de distribución bajo una penetración de generación distribuida a partir de sistemas fotovoltaicos han encontrado que las pérdidas anuales que podrían llegar a reducirse hasta 60% en un sistema de distribución bajo un esquema de ubicación óptima de la generación distribuida dentro de la red.

Adicionalmente, en el año 2019 la Universidad Tecnológica de Pereira en conjunto con el Centro de Energía de la Universidad de Chile realizaron un estudio para la Comisión de Regulación de Energía y Gas denominado “Estudio para el diseño de indicadores de seguimiento y evaluación de la integración de la autogeneración y la generación distribuida en el sistema interconectado nacional”¹⁷, el cual modeló 493 redes de distribución local en niveles de tensión 1, 2 y 3 como muestra representativa de los beneficios e impactos sobre las redes de distribución en Colombia ante la penetración de sistemas de generación fotovoltaica en estas redes.

Como resultado de lo anterior, tanto para los análisis de integración de sistemas fotovoltaicos por escenarios de penetración como por estrés, se determinó que para todas las redes de los niveles de tensión bajo estudio se experimentaron reducciones en sus pérdidas bajo condiciones de penetración particulares en cada red en comparación con un escenario de penetración del 0%. De esta forma, se ha evidenciado que la integración controlada de generación distribuida o autogeneración en los sistemas de distribución tienen un gran potencial de reducir considerablemente las pérdidas y adicionalmente de generar alivios para transformadores en condiciones de sobrecarga, tal como se ejemplifica en las siguientes figuras

¹⁷ Estudio de consultoría realizado bajo el contrato CREG 044 de 2018 entre la CREG y la Universidad Tecnológica de Pereira. Disponible en: <https://www.creg.gov.co/comunicaciones/noticias/noticias-2019/descargue-la-presentacion-del-estudio-de-indicadores-de-autogeneracion-y-generacion-distribuida-en-el-sin>



Fuente: CREG-UTP-U. de Chile

En definitiva, al considerar la alternativa de acelerar la integración controlada de la autogeneración y generación distribuida al SIN, se persiguen tanto el objetivo de disminuir las pérdidas como el de aportar a la integración de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCR) en la matriz energética, lo que permite así una descarbonización de esta y un proceso de descentralización de los sistemas energéticos en el país.

Articular los dos anteriores como un escenario de política pública para el sector de energía eléctrica, permitirá avanzar en objetivos planteados por este gobierno relacionados con atender las problemáticas de prestación del servicio, especialmente en la región Caribe, así como la descentralización y eficiencia en tarifas.

1.10. Barreras identificadas para la transición energética

La implementación de la política para el desarrollo de autogeneración a pequeña escala ha permitido identificar que algunas señales pueden no estar armonizadas bajo estos nuevos escenarios y avances tecnológicos. Por ejemplo, la Resolución CREG 015 de 2018 establece las condiciones para el cobro de transporte de energía reactiva en el caso que se superen los límites establecidos, o para todo tipo de energía reactiva capacitiva.

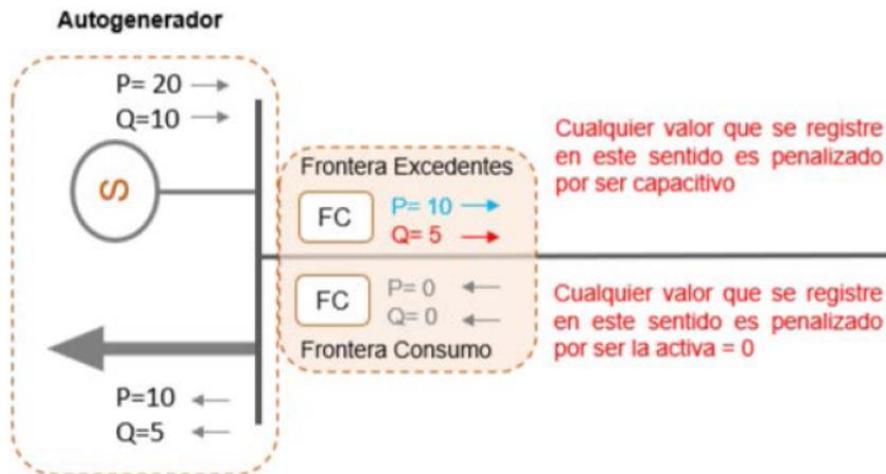
Lo anterior tiene un efecto, al considerar lo previsto en la Resolución CREG 174 de 2021 asociado a las condiciones para las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional, en relación con la instalación de medidores inteligentes bidireccionales, que permiten identificar la energía eléctrica generada para el propio consumo o para la venta de excedentes.

Para el caso de proyectos de generación a pequeña escala, con el cambio de medidor se empieza a identificar el consumo de energía reactiva, ocasionando penalizaciones por el transporte de esta potencia.

Estas penalizaciones, en la mayoría de los casos se presentan debido a que en un sistema de autogeneración se reduce la importación de potencia activa de la red, disminuyendo a su vez el valor máximo de reactivos a transportar sin penalización. Igualmente, cuando el autogenerador entrega excedentes a la red, la potencia activa consumida de la red es igual



a cero, lo que hace que cualquier consumo o inyección de energía reactiva cause penalización. Esta situación se puede observar en la gráfica 14.



Gráfica 14 - Penalización de potencia reactiva
Fuente: (CELSIA, 2022)

De otra parte, un sistema de autogeneración puede ajustarse para que su generación se realice con un factor de potencia fijo en bornes de generación, de manera que la autogeneración no deteriore el factor de potencia en la frontera. Sin embargo, ante variaciones de carga en el usuario, se puede dar inyecciones de reactiva a la red que producen penalizaciones.

En el caso de usuarios residenciales, una vez han implementado proyectos de generación a pequeña escala mediante FNCER, motivados por el hecho de reducir el consumo de energía activa y a su vez tener ahorros en la factura de energía, se han encontrado con la barrera de que la facturación de su servicio de energía eléctrica no se ha reducido, por el contrario, se ha incrementado entre un 15 a un 30%, ocasionado en la mayoría de los casos por el cobro de energía reactiva.

Esta situación desincentiva la implementación de medidas de eficiencia energética en los diferentes sectores de la economía, lo cual no permite que se avance en la descentralización del sistema de generación de energía eléctrica.

Es preciso como un elemento que apoye el desarrollo de proyectos FNCER establecer la política pública que armonice las condiciones del sistema con los objetivos indicados.

2. AMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

Las medidas incorporadas en los lineamientos de política fijados en el decreto en mención aplican a las entidades y agentes del sector, específicamente a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, al Consejo Nacional de Operación, a los agentes generadores, comercializadores y distribuidores del Sistema Interconectado Nacional. .



3. VIABILIDAD JURÍDICA

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

3.1.1. Fundamentos constitucionales:

A. Ejercicio de la potestad reglamentaria como suprema autoridad administrativa.

El artículo 189 de la Constitución Política de Colombia dispuso que el Presidente de la República es la Suprema Autoridad Administrativa, por lo cual le corresponde ejercer la potestad reglamentaria, mediante la expedición de los decretos, resoluciones y órdenes necesarios para desarrollar la ejecución de las leyes.

Respecto a esta potestad, el Consejo de Estado ha identificado las siguientes características

- i) *Conlleva el ejercicio de una función administrativa.*
- ii) *Tiene como propósito precisar y detallar la ley para que de esta forma pueda ejecutarse adecuadamente.*
- iii) *Finaliza con la expedición de actos de carácter general y abstracto, los cuales, en el caso del Presidente de la República, reciben el nombre de decretos reglamentarios.*
- iv) *El acto que resulta no es una nueva ley, sino un acto complementario de esta.*
- v) *Promueve la organización y el funcionamiento de la administración.*
- vi) *Representa un mecanismo de colaboración entre los poderes legislativo y ejecutivo.*
- vii) *Facilita la inteligencia y entendimiento de la ley por parte de la administración y los administrados.*
- viii) *No puede ejercerse en el caso de materias que deben necesariamente regularse a través de una ley.*
- ix) *No es absoluta, en virtud de encontrarse limitada. En esta dirección, la jurisprudencia ha señalado que no es posible ejercer la potestad reglamentaria cuando se trate de una ley que incorpore disposiciones precisas y claras que no requieren de una regulación adicional para su ejecución (límite por necesidad).*

(CONSEJO DE ESTADO, SALA DE CONSULTA Y SERVICIO CIVIL, Consejero ponente: GERMÁN ALBERTO BULA ESCOBAR, Bogotá D.C., diecinueve (19) de septiembre de dos mil diecisiete (2017) Radicación número: 11001-03-06-000-2016-00220-00(2318)).

Como puede desprenderse de la lectura del presente Decreto, el mismo cumple a cabalidad con todas las características definidas por el Consejo de Estado toda vez que con su expedición, se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía", el cual, como su nombre lo dice, tiene una naturaleza eminentemente reglamentaria.

En consideración a lo anterior, cualquier modificación o adición que deba realizarse al Decreto 1073 de 2015 requiere la expedición de un decreto reglamentario, que es un acto administrativo de carácter general de igual categoría normativa al modificado.

B. Función de establecer las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios.



En los artículos 365 y 370 de la Constitución Política se dispuso lo siguiente, respecto a la intervención del Estado, y el rol del Presidente de la República en materia de los servicios públicos:

- *“ARTICULO 365. Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.*

Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita. (...)”

- *“ARTICULO 370. Corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los presten”.*

Al respecto, debe mencionarse que la Corte Constitucional Colombiana, en la sentencia C-272 de 1998 señaló de manera clara y diáfana que *“la fijación de políticas de control y eficiencia de los servicios públicos es entonces una función típicamente administrativa que cumple el Presidente en calidad de suprema autoridad administrativa”.*

Esta función de rango constitucional fue reconocida por el Legislador en el artículo 68 de Ley 143 de 1994, en el que expresamente reiteró lo dispuesto por el constituyente al indicar que *“El Presidente de la República señalará las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, que le encomienda el artículo 370 de la Constitución Política, y de los demás a los que se refiere esta Ley, por medio de las comisiones de regulación de los servicios públicos, si decide delegarlas, en los términos de esta Ley.(...)”.*

C. Algunas consideraciones complementarias sobre la organización administrativa del estado colombiano, el ejercicio de la potestad reglamentaria y la función de establecer políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios por parte del Presidente de la República.

Teniendo en cuenta que mediante el presente acto administrativo de carácter general se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica, resulta importante precisar que los lineamientos o directrices que el Presidente brinda a algunas entidades administrativas del sector minero-energético en este decreto reglamentario, encuentran una justificación adicional en la organización administrativa del estado colombiano que se encuentra consagrada en la Constitución Política de Colombia y en las Leyes vigentes, en donde se estableció que el Presidente: *i.)* tiene la calidad de suprema autoridad administrativa, *ii)* es la cabeza de la rama ejecutiva del poder público y, *iii)* en el sector central de la



administración pública, del cual hacen parte el Ministerio de Minas y energía y la CREG, es la máxima autoridad jerárquica.

En nuestro sistema normativo se ha establecido que, tanto las entidades del sector central (con mayor o menor nivel de autonomía), como las entidades descentralizadas, “ *deben observar - en el ejercicio de sus funciones- los límites impuestos en la ley-tanto en los actos de creación como en las leyes que establecen su régimen jurídico-al tiempo que deberá tener en cuenta la existencia del control administrativo atribuido al Presidente de la República como suprema autoridad administrativa y a los ministros y directores de Departamento Administrativo-. Control que cabe precisar no significa negación de la autonomía sino que se enmarca dentro del cumplimiento de los fines del Estado (Art. 2º C.P.), del papel atribuido al Presidente como Suprema autoridad administrativa (Art. 189 C.P.), de los principios de la función administrativa (Art. 209 C.P.), así como del principio de coordinación a que alude el artículo 6º de la Ley 489 de 1998.*” (Sentencia C-784/04).

Es así como, nuestro ordenamiento jurídico establece que las entidades públicas que hacen parte del nivel central, como los ministerios y la unidades administrativas especiales sin personería jurídica están sujetas en un alto nivel a la dirección y control del Presidente de la República como suprema autoridad administrativa, por lo cual, en el ejercicio de sus funciones, están en la obligación de atender las instrucciones, directrices y/o lineamientos establecidos por el Presidente, siempre que los mismos no contraríen lo establecido en normas superiores.

Particularmente, en lo que respecta a las Comisiones de Regulación, vale la pena mencionar que la Corte Constitucional, en sentencia C- 1162 de 2000, determinó que “(...) *los actos de regulación de las comisiones están en un todo sujetos a la ley, a los decretos reglamentarios que expida el Presidente y a las políticas que fije el Gobierno Nacional en la respectiva área; además es claro que, al estar las comisiones adscritas a los ministerios de Desarrollo Económico, Minas y Energía y Comunicaciones, de conformidad con la norma que se estudia, cada una de ellas está subordinada a las orientaciones y políticas del correspondiente Ministro, toda vez que, al tenor del artículo 208 de la Carta, a los ministros corresponde ser jefes de la administración en sus respectivas dependencias. Lo anterior sin perjuicio de repetir que el Presidente de la República, según el artículo 189 constitucional, es suprema autoridad administrativa.*

(...)

*Así pues, para la Corte resulta claro que la regulación de los servicios públicos domiciliarios, a la luz de los preceptos superiores y siguiendo la definición legal, es tan sólo una forma de intervención estatal en la economía para corregir los errores de un mercado imperfecto y delimitar el ejercicio de la libertad de empresa, así como para preservar la sana y transparente competencia, con el fin de lograr una mejor prestación de aquéllos, y sin que tal función implique la asunción de competencias legislativas o reglamentarias. **Las atribuciones pertinentes se deben ejercer respetando la ley, el reglamento y las directrices del Gobierno, a través de los respectivos ministros.**”*

Finalmente, en lo que se refiere al ejercicio de la potestad reglamentaria y la función de fijación de políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios por parte del Presidente de la República, debe resaltarse que el



Decreto 1073 de 2015 – en su “CAPÍTULO 2 – ACTIVIDADES PRINCIPALES Y COMPLEMENTARIAS DEL SECTOR ELÉCTRICO” del “TÍTULO 3. -SECTOR DE ENERGÍA ELECTRICA” de la “PARTE 2- SECTOR CENTRAL” del “LIBRO 2” -ESTRUCTURA DEL SECTOR MINERO ENERGÉTICO” – actualmente contiene disposiciones normativas que fijan políticas, directrices o lineamientos relacionadas con el servicio de electricidad, como las que se enuncian a continuación:

➤ **SECCIÓN 2 -POLÍTICAS Y DIRECTRICES RELACIONADAS CON EL ASEGURAMIENTO DE LA COBERTURA DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD**

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.1. Conformación de Áreas de Distribución.

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.2. Políticas para la Remuneración de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL).

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.3. Políticas para la Expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y los Sistemas de Distribución Local (SDL).

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.4. Determinación de Áreas de Distribución.

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.5. Cambio de Conexión entre Niveles de Tensión y Conexión y Acceso a Redes.

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.6. Tratamiento de los activos de distribución financiados a través de recursos públicos.

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.7. Barrios subnormales.

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.8. Esquemas diferenciales de Prestación del Servicio.

➤ **SECCIÓN 2.1 – “RÉGIMEN TRANSITORIO ESPECIAL EN MATERIA TARIFARIA PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA REGIÓN.**

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.1.1- Delegación del establecimiento de un régimen transitorio especial en materia tarifaria para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la costa Caribe

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.1.2- Lineamientos de aplicación transitoria para la definición del régimen tarifario de la actividad de distribución de energía eléctrica.

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.1.3. Lineamientos de aplicación transitoria para La definición del régimen tarifario de la actividad de comercialización de energía eléctrica

ARTÍCULO 2.2.3.2.2.1.4 Programa de gestión con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para la prestación del servicio público domiciliario de energía en la región Caribe



➤ **SECCIÓN 3. – PROCEDIMIENTO PARA LA CONTRATACIÓN DE ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS**

ARTÍCULO 2.2.3.2.3.1. Proceso de selección

ARTÍCULO 2.2.3.2.3.2. Asunción de competencias.

ARTÍCULO 2.2.3.2.3.3. Lineamientos tendientes a promover la gestión eficiente de la energía.

ARTÍCULO 2.2.3.2.3.4. Planes de Expansión.

ARTÍCULO 2.2.3.2.3.5. Participación en el Mercado Mayorista.

➤ **SECCIÓN 4. – LINEAMIENTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA EN MATERIA DE ENTREGA DE EXCEDENTES DE AUTOGENERACIÓN.**

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.1. Simetría en las condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores a gran escala.-

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.2. Contrato de respaldo.-

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.3. Límite mínimo de la autogeneración a gran escala.-

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.4. Parámetros para ser considerado autogenerador.-

➤ **SECCIÓN 4A – LINEAMIENTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA EN MATERIA DE GESTIÓN EFICIENTE DE LA ENERGÍA Y ENTREGA DE EXCEDENTES DE AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA.**

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.5. Ámbito de aplicación. –

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.6. Gestión eficiente de la energía. –

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.7. Parámetros para ser considerado autogenerador a pequeña escala.

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.8. Condiciones para la conexión y entrega de excedentes de autogeneradores a pequeña escala.

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.8. Contrato de respaldo.

ARTÍCULO 2.2.3.2.4.9. Remuneración de excedentes de energía.

➤ **SECCIÓN 5- POLÍTICAS GENERALES EN RELACIÓN CON LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

ARTÍCULO 2.2.3.2.5.1. Políticas para el desarrollo de la Actividad de Comercialización Minorista.



ARTÍCULO 2.2.3.2.5.2. Adecuación de los mecanismos de medición a los usuarios residenciales industriales y comerciales regulados.

ARTÍCULO 2.2.3.2.5.3. Compras de Energía para el Mercado Regulado.

D. Funciones del estado en relación con el servicio de electricidad:

La Constitución Política de Colombia, al establecer o regular lo referente a la organización y estructura del estado, determinó lo siguiente:

- Artículo 113: son Ramas del Poder Público, la legislativa, la ejecutiva, y la judicial. Además de los órganos que las integran existen otros, autónomos e independientes, para el cumplimiento de las demás funciones del Estado. Los diferentes órganos del Estado tienen funciones separadas pero colaboran armónicamente para la realización de sus fines.

En desarrollo de esta norma, en la Ley 189 de 1998 el Congreso de la República respecto de la integración de la rama ejecutiva del poder público de orden nacional, dispuso que:

- “*ARTÍCULO 38.- Integración de la Rama Ejecutiva del Poder Público en el orden nacional. La Rama Ejecutiva del Poder Público en el orden nacional, está integrada por los siguientes organismos y entidades:*

1. Del Sector Central:

a. La Presidencia de la República;

b. La Vicepresidencia de la República;

c. Los Consejos Superiores de la administración;

d. Los ministerios y departamentos administrativos;

e. Las superintendencias y unidades administrativas especiales sin personería jurídica

(...)”

Conforme a lo anterior, resulta claro que el Presidente de la República, como cabeza de la rama ejecutiva del poder público en el orden nacional, hace parte de la estructura del estado colombiano.

Esto resulta relevante, toda vez que en la en la Ley 143 de 1994, el legislador determinó lo siguiente;

- “*ARTÍCULO 3º. En relación con el servicio público de electricidad, **al Estado** le corresponde:*

a) Promover la libre competencia en las actividades del sector;



b) *Impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado;*

c) *Regular aquellas situaciones en que por razones de monopolio natural, la libre competencia no garantice su prestación eficiente en términos económicos;*

d) *Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus deberes;*

e) *Asegurar la adecuada incorporación de los aspectos ambientales en la planeación y gestión de las actividades del sector;*

f) *Alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio;*

g) *Asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores ingresos del área rural, para atender sus necesidades básicas de electricidad.*

PARÁGRAFO. Para garantizar el cumplimiento de lo previsto en los incisos anteriores, el Gobierno Nacional dispondrá de los recursos generados por la contribución nacional de que habla el artículo 47 de esta Ley y por los recursos de presupuesto nacional, que deberán ser apropiados anualmente en el presupuesto de rentas y ley de apropiaciones por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

No obstante, de conformidad con el artículo 368 de la Constitución Política, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas podrán conceder subsidios, en sus respectivos presupuestos.

➤ *“ARTÍCULO 4º. **El Estado**, en relación con el servicio de electricidad tendrá los siguientes objetivos en el cumplimiento de sus funciones:*

a) *Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país;*

b) *Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector;*

c) *Mantener y operar sus instalaciones preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos.*

PARÁGRAFO. Si los diversos agentes económicos desean participar en las actividades de electricidad, deben sujetarse al cumplimiento de los anteriores objetivos.”

Así las cosas, es claro que el Presidente de la República, como cabeza de la rama ejecutiva del poder público, la cual a su vez que integra al estado colombiano, debe ejercer sus funciones dando cumplimiento a lo establecido en el artículo 3 y 4 de la Ley 143 de 1994,



cuando las mismas se relacionen con el servicio público de electricidad. Dicho de otro modo, en una interpretación sistemática y finalística, el ejercicio de las funciones constitucionales del presidente de la república consagradas en los artículos 189 y 370 de la Carta Magna, cuando estén relacionadas con el servicio público de electricidad en particular, deben ejecutarse buscando cumplir con los objetivos planteados en los artículos 3 y 4 de la Ley 143 de 1994.

Sumado todo lo mencionado en el aparte titulado “viabilidad jurídica” y con base en estos objetivos particulares fijados por el Legislador, se expide el presente Decreto, mediante el cual se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

El Decreto se expide con fundamento en los artículos 189 y 370 de la Constitución Política, y demás normas concordantes de la Ley 142 de 1994, las cuales se encuentran plenamente vigentes.

3.3 Disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Se adicionan los artículos: 2.2.3.1.2, 2.2.3.2.1.5, 2.2.3.2.2.9, 2.2.3.3.4.4.1.6, y la Sección 7 en el Capítulo 2, Título III, Parte 2, Libro 2 del Decreto 1073 de 2015.

Se modifican los artículos 2.2.3.2.3.5, 2.2.3.2.4.9, 2.2.3.2.5.2 y 2.2.3.2.5.3 del Decreto 1073 de 2015.

Todas las disposiciones que le sean contrarias se entienden derogadas.

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)

No se evidencia ninguna decisión judicial que pueda ser relevante en la expedición del Decreto objeto de esta memoria justificativa distintas a las ya invocadas.

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

No se evidencia ninguna circunstancia jurídica adicional que pueda ser relevante en la expedición del Decreto objeto de esta memoria justificativa.

4. IMPACTO ECONÓMICO (Si se requiere)

Lo dispuesto en la presente Resolución no impacta directamente los 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:

- i) 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.
- ii) 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.
- iii) 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	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio (Incluido cuestionario de evaluación de incidencia sobre la libre competencia Resolución 44649 de 2010)	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Otro: Comunicación MME 2-2023-016034 de 06-06-2023 con respuesta a la SIC sobre recomendaciones planteadas en concepto de abogacía de la competencia.	X

Aprobaron:

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

TÓMAS RESTREPO RODRÍGUEZ
Jefe Oficina Asesora Jurídica