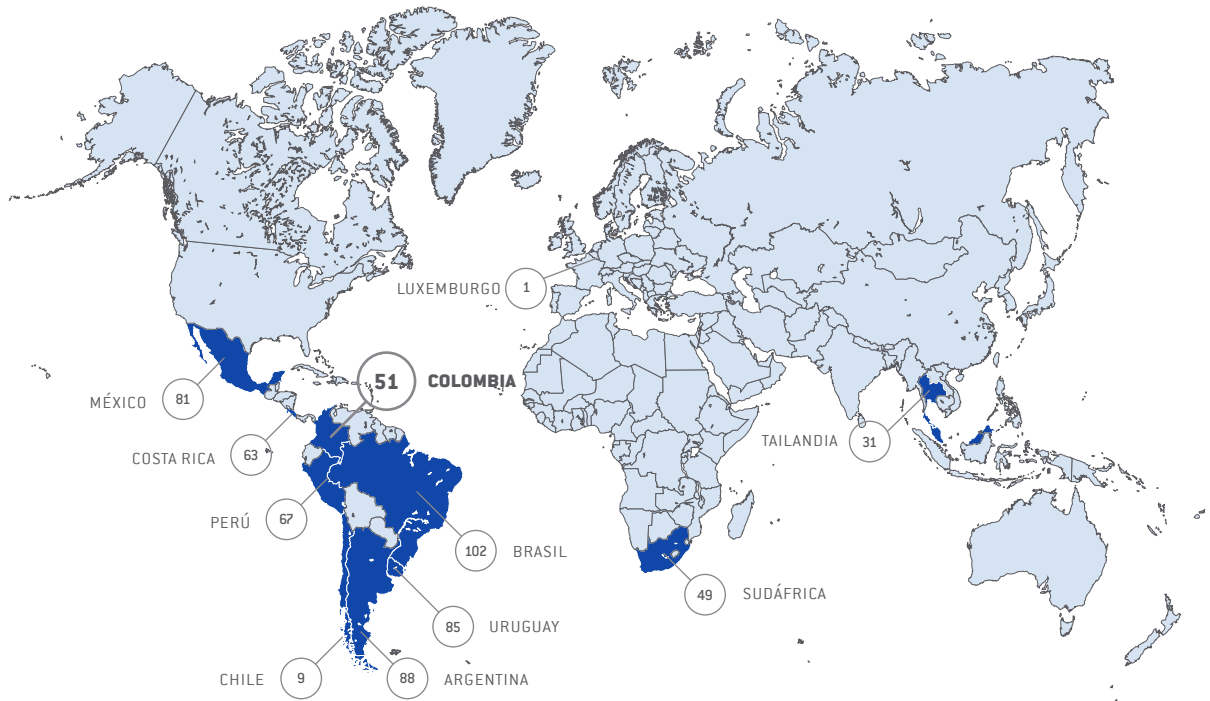


# ENERGÍA



Calidad del suministro eléctrico. Puesto entre 141 países.

Fuente: WEF (2019).

---

## DESTACADOS

---

### Energía en la crisis por el COVID-19

- Entre marzo y agosto de 2020, la demanda de energía cayó en 5,3 % respecto al mismo periodo de 2019. La demanda regulada de energía presentó una caída de 2,3 %, mientras que la no regulada se redujo en 11,8 %.

### Confiabilidad

- La capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional aumentó en 0,9 % en 2019, alcanzando los 17.462 MW. La generación hidráulica es la más representativa, con una participación del 63,2 % del total, seguida por la térmica con el 29,2 %.
- La cobertura de energía eléctrica fue de 96,5 % en 2018. Más de 495 mil hogares no cuentan con acceso a este servicio en Colombia.

### Precio de la energía

- En Colombia el precio promedio de la energía para el sector industrial, después de impuestos, es de USD 12,9 centavos por kWh, cercano al promedio de América Latina y superior en 30,3 % al promedio OCDE.
- En el primer semestre de 2020 el precio de la energía en bolsa experimentó un incremento de 53 % frente al mismo periodo de 2019, explicado principalmente por el bajo nivel de los embalses.

### Calidad en el servicio

- Colombia obtuvo un puntaje de 6 sobre 8 en el Índice de Fiabilidad del Suministro Eléctrico y Transparencia de las Tarifas del Banco Mundial. Este resultado es mejor al promedio de los países de América Latina y equivalente al 80 % del promedio de los países de la OCDE.
- En 2018, en ciudades como Montería los usuarios del servicio eléctrico estuvieron sin energía 77,2 horas en promedio y registraron 80,4 interrupciones, mientras que la ciudad de Medellín presentó cortes de energía menores a cuatro horas y menos de ocho interrupciones en el año.

### Eficiencia energética

- El sector transporte consumió el 43,3 % de la energía demandada en 2018, seguido por la industria manufacturera con el 24,2 % y el sector residencial con 21,7 %.
- Las mezclas de diésel y gasolina son los energéticos más consumidos en el país, con el 40,7 % de la demanda. En segundo lugar se encuentran el gas natural y la electricidad con el 30,1 %.

Nota: Las fuentes de los datos seleccionados en esta sección se encuentran a lo largo del capítulo.

---

## PRINCIPALES RECOMENDACIONES

---

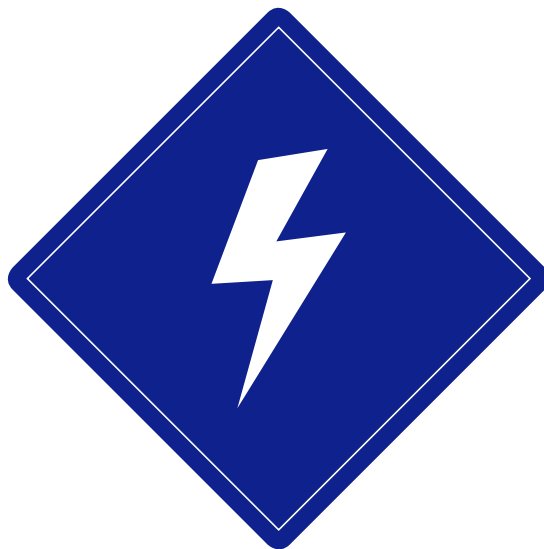
1. Diversificar la matriz de generación eléctrica a través de la expansión de la capacidad instalada de fuentes convencionales y no convencionales.
2. Continuar desarrollando una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos, a través de la producción nacional y la importación.
3. Impulsar los sistemas de generación distribuida y la respuesta de la demanda.
4. Incrementar el monitoreo y el control sobre la prestación del servicio de energía.



## PERFIL DE COLOMBIA EN MATERIA DE ENERGÍA

Tema	Indicador	Valor Colombia	Ranking en América Latina	Mejor país en América Latina (Valor)	Fuente
Panorama general	Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita)	1.492	12 de 17	Chile (3.879)	XM y Banco Mundial (2019)
	Ranking en el Energy Trilemma Index (de DDD a AAA)	BCAc	10 de 17	Uruguay (ABAb)	World Energy Council (2019)
Confiabilidad	Generación eléctrica de fuentes renovables, excluyendo hidroeléctrica (% del total)	1,3 %	13 de 17	Nicaragua (45,0 %)	XM y Energy Information Administration (2019)
	Producción eléctrica con fuentes fósiles (% del total)	21,1 %	4 de 17	Paraguay (0,0 %)	XM y Energy Information Administration (2019)
	Dependencia de la principal fuente de generación	77,6 %	12 de 17	Guatemala (38,3 %)	XM y Energy Information Administration (2019)
Precio	Precios de la energía eléctrica para la industria	USD 12,9 cent/kWh	10 de 17	Paraguay (USD 4,7 cent/kWh)	UPME-IEA (2019)
Calidad	Número de días requeridos para obtener una conexión a energía permanente	88	13 de 17	Panamá (35)	Banco Mundial (2019)
	Población con acceso a energía eléctrica (%)	96,5 %	9 de 17	Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, México (100 %)	SIEL-Banco Mundial (2019)
	Calidad del suministro eléctrico (posición entre 141 países)	87	12 de 17	Chile (20)	WEF (2019)
	Índice de Confiabilidad de la Oferta de Energía y de Transparencia de las Tarifas (de 0 a 8)	6,0	5 de 17	Costa Rica (8,0)	Banco Mundial (2019)
Eficiencia	Intensidad energética de la economía (TJ/PIB USD)	3,0	3 de 17	Panamá (0,41)	DANE-Banco Mundial (2018)

Nota: La información acá reportada corresponde al último valor disponible.



**E**l sector de la energía desempeña un rol estratégico para alcanzar un mayor desarrollo económico a través de su doble función: como insumo para los procesos productivos y como bien de servicio público que brinda mayor bienestar a la población (UPME, 2020). Al ser un motor de equidad social y de gran aporte para el crecimiento económico, la energía es fundamental para que Colombia avance en materia de productividad y competitividad a partir de acciones encaminadas a lograr una mayor cobertura, confiabilidad y eficiencia en el uso del recurso.

Con las reformas al sector introducidas a través de las leyes 142 y 143 de 1994, se reestructuró la dinámica del mercado impulsando una mayor competencia y estableciendo un nuevo marco institucional y regulatorio. Esto permitió que el país avanzara rápidamente en materia de cobertura y que superara con éxito los riesgos latentes en la provisión del servicio. No obstante, algunos de los desafíos estructurales de la época persisten; entre estos, los relacionados con acceso a la energía y la calidad en la prestación del servicio.

En Colombia cerca de 1,5 millones de personas no cuentan con conexión a la red eléctrica. De estas, alrededor del 80 % se ubican en zonas del país geográficamente aisladas, que se caracterizan por contar con altos niveles de necesidades básicas insatisfechas. En lo que respecta a la cali-

dad del servicio, el país presenta amplias brechas a nivel regional en cuanto a la duración y la frecuencia con la que se da la interrupción del servicio, limitando el desarrollo de las economías locales.

Por último, entendiendo que la confiabilidad en el suministro eléctrico pasa por diversificar la matriz de generación, que es predominantemente hídrica y térmica, el país requiere avanzar en la implementación de mecanismos complementarios que aseguren la disponibilidad del recurso. Si bien las subastas de energías renovables de 2019<sup>2</sup> han contribuido en este objetivo, es necesario materializar dichos esfuerzos para consolidar una matriz de generación resiliente al cambio climático y de bajas emisiones de carbono.

Este capítulo se divide en cuatro secciones: (1) confiabilidad, (2) precio, (3) calidad del servicio y (4) eficiencia en el uso del recurso, y ofrece recomendaciones al final de cada una de estas. El capítulo cierra con un análisis de la relación entre el sector de energía y la crisis por el COVID-19, algunas medidas adoptadas y los retos y oportunidades derivadas de esta. En la versión 2019 del capítulo se hicieron 14 recomendaciones, de las cuales tres han sido acogidas. La presente versión insiste en 11 recomendaciones cuya adopción sigue pendiente e introduce tres nuevas, para un total de 14 recomendaciones.

2. En febrero de 2019 se realizó la última subasta de Cargo por Confiabilidad, a través de la cual se asignaron obligaciones de energía en firme a ocho proyectos de fuentes no convencionales (seis eólicos y dos solares), que suman cerca de 1.398 MW de capacidad instalada. En octubre de 2019 el Ministerio de Minas y Energía, cumpliendo con las metas establecidas en el PND 2018-2022, realizó la segunda subasta de energías renovables del país. A través de ella se logró la asignación de contratos de energía de largo plazo a nueve proyectos de energía renovable (seis eólicos y tres solares).



# CONFIABILIDAD

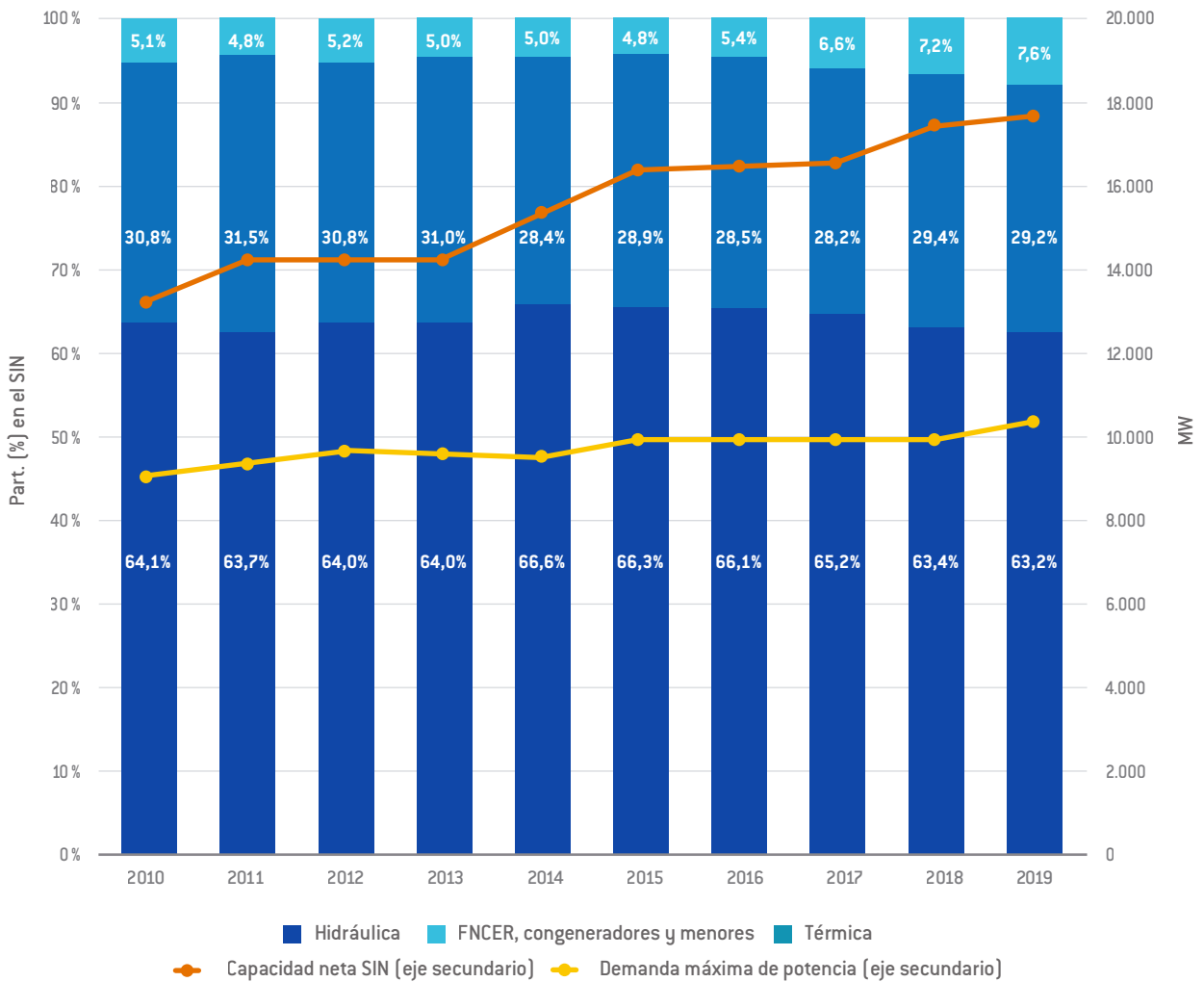
La confiabilidad de la matriz energética indica la capacidad que tiene el sistema de generación de abastecer la demanda en todo momento, cumpliendo los requerimientos técnicos de calidad y suficiencia (UPME, 2020). Las acciones orientadas a la ampliación de la cobertura y el mejoramiento de la capacidad de generación contribuyen al logro de este objetivo. Para el caso colombiano, la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha aumentado a una tasa promedio anual de 3,1 % en los últimos 10 años. En 2019 presentó un incremento de 0,9 % y se ubicó en 17.462

MW. Este valor fue 1,6 veces mayor a la demanda máxima de potencia, la cual fue de 10.642 MW.

En cuanto a las principales fuentes de generación, la energía hidráulica es la más representativa, con una participación del 63,2 % del total y una capacidad efectiva de 11.041 MW. En segundo lugar se encuentra la generación térmica con el 29,2 %, contribuyendo en 5.102 MW. Por último, las fuentes no convencionales, cogeneradores y plantas menores participaron con el 7,6 % en 2019 y aportaron 1.319 MW a la capacidad efectiva de generación del SIN (Gráfica 1).

Gráfica 1. Capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional y demanda máxima de potencia (MW). 2010-2019.

La capacidad efectiva neta del SIN fue 1,6 veces mayor a la demanda máxima de potencia en 2019.



Fuente: XM, 2020. Cálculos: CPC.

## CONFIABILIDAD



A pesar de que el país se caracteriza por contar con una matriz de generación de bajas emisiones de carbono, la alta dependencia de la economía de su principal fuente de generación la ha hecho vulnerable ante la ocurrencia de eventos climáticos adversos, como el fenómeno de El Niño, en el que la disponibilidad del recurso hídrico es variable y pone en riesgo la efectiva provisión del suministro eléctrico.

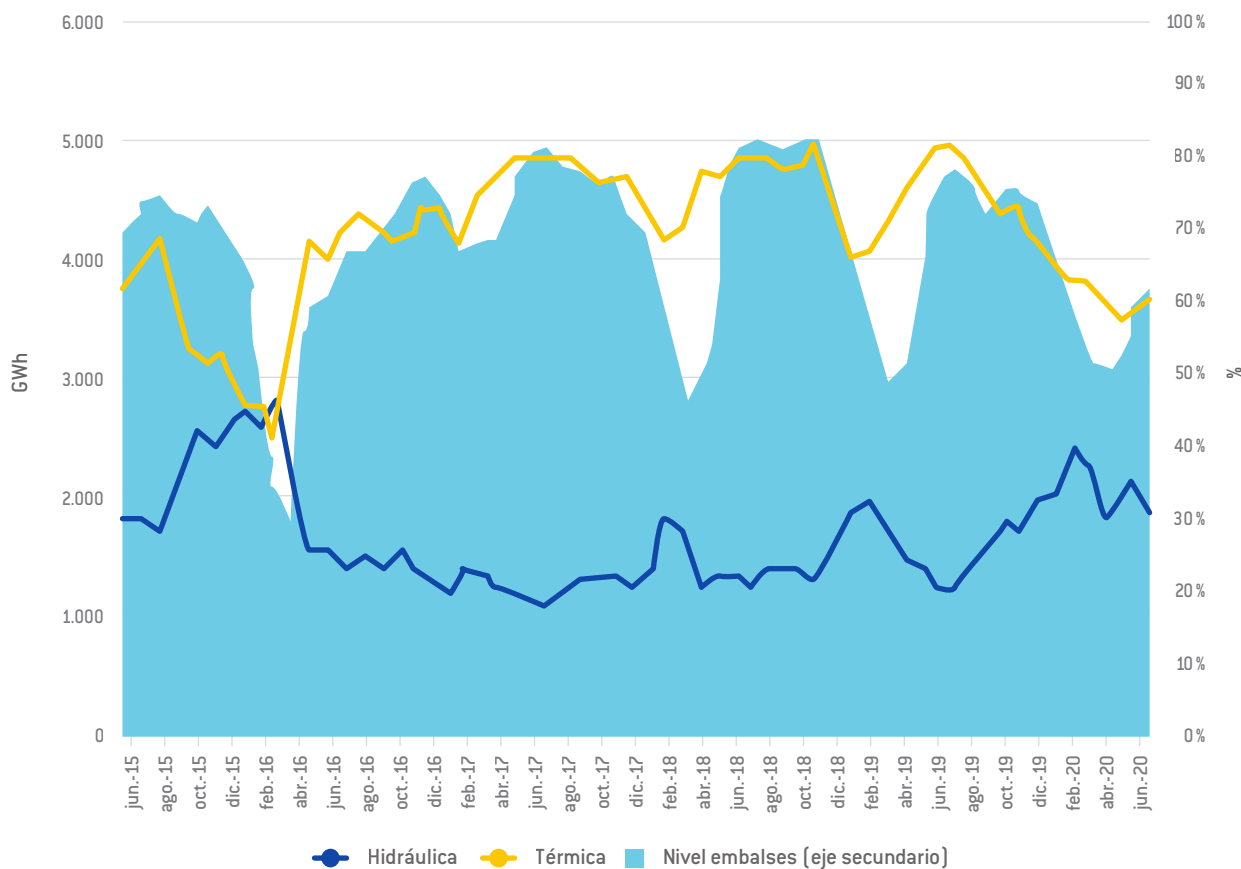
Durante los periodos de normalidad hidrológica, la generación hidráulica está en capacidad de abastecer cerca del 85 % de la demanda. En contraste, durante periodos secos, como los observados entre 2015-2016 y los primeros

meses de 2020, en los que los niveles de los embalses han sido históricamente bajos, las fuentes de generación térmica cubrieron casi el 40 % de la demanda (Gráfica 2), lo que significó costos de generación más altos y mayores emisiones de gases de efecto invernadero.

Este escenario pone de manifiesto dos necesidades apremiantes para la economía colombiana: por un lado, asegurar una oferta de energía en firme y eficiente en el largo plazo capaz de abastecer el incremento de la demanda y, por otro lado, diversificar la matriz de generación eléctrica de modo que el país minimice el riesgo de interrupción en el servicio por cuenta del cambio climático.

**Gráfica 2.** Generación de energía a partir de fuentes hídricas y térmicas (GWh) y nivel de los embalses (%), 2015-2020.

La matriz energética de Colombia es altamente vulnerable ante la variabilidad climática. En periodos de sequía la generación hidráulica, que es la más representativa, ve afectada su confiabilidad.



Nota: hidráulica: generación hidroeléctrica; térmica: generación a partir de carbón, gas y diésel.

Fuente: XM, 2020.



## CONFIABILIDAD

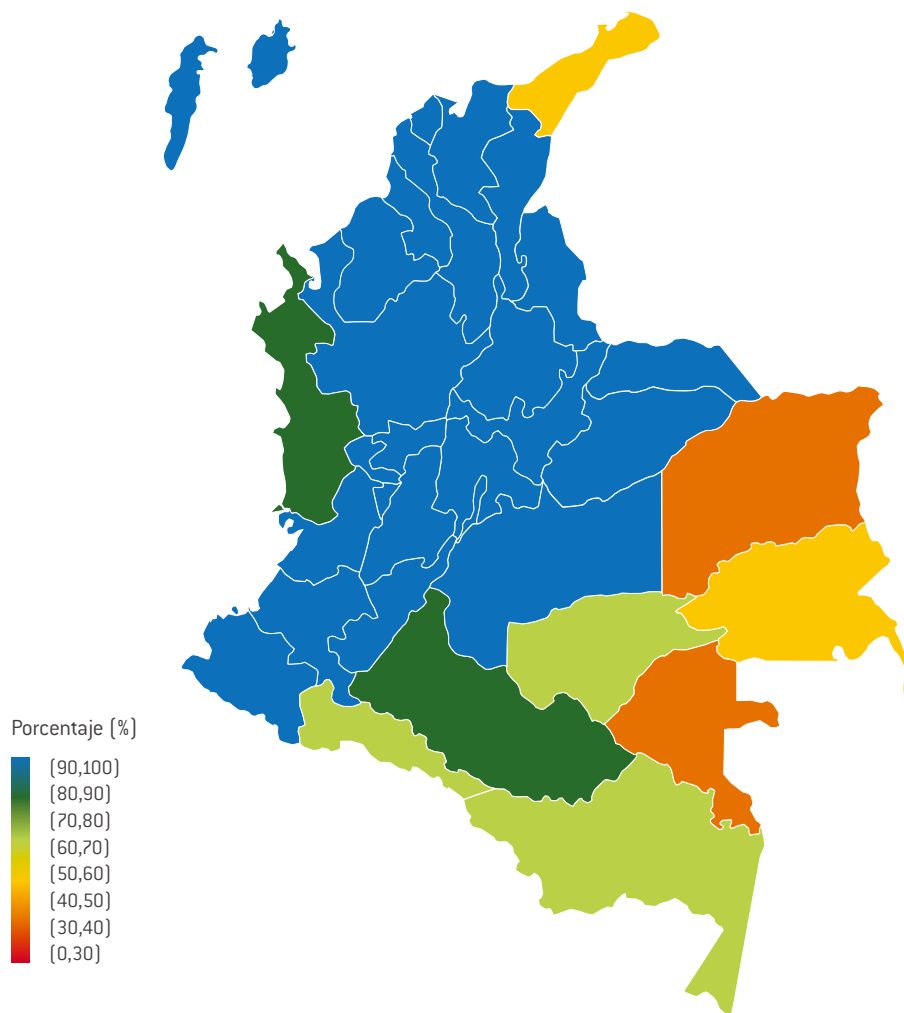
Por otra parte, uno de los retos más importantes a los que se enfrenta el país, y que persiste hasta ahora, tiene que ver con el acceso de la población al servicio de energía. De acuerdo con cifras del Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL), la cobertura de energía en Colombia fue de 96,5 % en 2018. Es decir, cerca de 495.000 hogares (aproximadamente 1,5 millones de personas) no cuentan con acceso a este servicio.

A nivel territorial, las brechas en materia de cobertura son significativas: mientras que departamentos como el

Archipiélago de San Andrés y Providencia, Risaralda, Quindío y Bogotá D.C. se encuentran muy cerca de alcanzar una cobertura universal, de otro lado, La Guajira, Vichada y Vaupés presentan tasas de cobertura inferiores al 60 % (Gráfica 3). En cuanto al número de viviendas sin conexión a la red eléctrica, estas se concentran en los departamentos de La Guajira (81.960 viviendas), Nariño (36.264), Cauca (32.275) y Chocó (29.559).

**Gráfica 3.** Cobertura del servicio de energía eléctrica (%). Departamentos de Colombia, 2018.

En 2018, cerca de 495 mil hogares no contaban con acceso al servicio de energía eléctrica en Colombia.





## RECOMENDACIONES

**Acción pública. Asegurar la confiabilidad y suministro de energía a través de la diversificación de la matriz de generación nacional y el mejoramiento del mecanismo de Cargo por Confiabilidad.**

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2019a), la proyección de demanda de energía eléctrica del país a 2033 podría ser un 51,8 % superior a la de hoy. Según esta entidad, en un escenario de mediano plazo (2018-2023) no se requieren proyectos de generación adicionales a los que ya están definidos vía Cargo por Confiabilidad (UPME, 2018). No obstante, entre 2023 y 2031 sí se hace necesario incorporar nuevos proyectos, pues la oferta sería insuficiente en 2026, aun incluyendo la expansión de la capacidad instalada prevista hasta esa fecha.

Así mismo, el Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2017-2031 de la UPME (2018) plantea que el sistema eléctrico nacional en el largo plazo debe incluir alternativas de generación con fuentes no convencionales de energía (FNCER). A partir de los resultados obtenidos en la más reciente subasta, la participación de las FNCER pasaría de menos del 1 % en el que se encuentra hoy, a representar cerca del 12 % en 2022.

Extender la capacidad instalada de las FNCER no solo ayudaría a satisfacer la demanda, sino que expandiría la cobertura de los servicios de energía a las zonas geográficas más remotas y aportaría un componente contracíclico en situaciones climáticas adversas. Esto tendría externalidades positivas en materia medioambiental y permitiría continuar consolidando a Colombia como uno de los países con matrices energéticas más limpias del mundo.

Por otra parte, es fundamental dar continuidad a los proyectos de generación a partir de fuentes hídricas y térmicas que aseguren el correcto abastecimiento de la demanda a precios competitivos. Esto cobra relevancia ante un escenario de

variabilidad climática en el que eventos como el fenómeno de El Niño se darían con mayor recurrencia en los próximos años, poniendo en tensión la confiabilidad del sistema ante una menor disponibilidad del recurso hídrico. En este aspecto, aunque resultan favorables las recientes medidas adoptadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (resoluciones 116, 121 y 125 de 2020<sup>3</sup>) para brindar mayor confiabilidad al sistema en temporadas de baja pluviosidad, es necesario incorporar algunos ajustes al funcionamiento del mercado que garanticen la suficiencia del recurso energético en el largo plazo.

Como lo señala la Misión de Transformación Energética (MTE), el mecanismo actual de Cargo por Confiabilidad tiene tres debilidades importantes. Por un lado, genera el incentivo para que los grandes proveedores ejerzan poder de mercado cuando surgen condiciones críticas del sistema. En segundo lugar, ha propiciado mayores costos para los consumidores y que se reduzcan los niveles promedio de agua durante la temporada seca. Por último, la certeza de los ingresos proporcionados por el mecanismo reduce el incentivo de los proveedores para vender contratos a largo plazo con precio fijo para la energía y para comprar y vender otros instrumentos de cobertura (Minenergía, 2020).

En este sentido, tal y como lo recomienda la MTE, es factible realizar ajustes al mecanismo de Cargo por Confiabilidad separando los productos de confiabilidad y energía, así como considerar subastas diferenciales de plantas nuevas y existentes, y permitir que plantas térmicas eficientes participen como recursos de reserva estratégica. Este enfoque haría posible establecer cantidades de energía firmes para la estación húmeda y para la estación seca por separado (Minenergía, 2020).

De forma paralela, se debe avanzar hacia un enfoque que asegure la suficiencia del recurso en el largo plazo que satisfaga la demanda de energía durante todo el año, en todas las posibles condiciones futuras del sistema. Esta energía deberá negociarse a través de contratos a plazos trimestrales, estandarizados, de precio y cantidad fijos, y ajustados a la demanda horaria de energía en el mismo trimestre del año (Minenergía, 2020).

3. La Resolución CREG 125 derogó las medidas sobre indicadores y alertas con las que se monitorea el mercado y que se aplican como mecanismo de intervención para garantizar una generación térmica mínima (acompañada del aplazamiento en la entrega de la energía hidráulica), al igual que las normas sobre el inicio y final del riesgo de desabastecimiento. La Resolución CREG 121 define las nuevas reglas para aplicar el Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento al incluir dos nuevos índices para el seguimiento de los niveles de alerta: el índice PBP (precio de bolsa para periodos punta) y el índice NE, que compara el nivel real de los embalses con una senda de embalsamiento que propondrán el Consejo Nacional de Operación (CNO) y el Centro Nacional de Despacho (CND). La Resolución CREG 116 fijó los lineamientos para que los agentes del mercado primario de gas asignen el combustible a las plantas térmicas debido al mayor consumo de este energético para atender las necesidades de generación de energía durante la temporada seca.





## CONFIABILIDAD

### **Acción pública. Avanzar en el desarrollo de los componentes técnicos complementarios para el desarrollo de FNCER.**

La subasta de energías renovables de octubre de 2019 aseguró una ampliación de la capacidad instalada en 2.250 MW a partir de 2022. En esta fueron asignados nueve proyectos de generación: seis de generación eólica y tres de energía solar, los cuales representarán inversiones cercanas a los USD 2.000 millones. En total se adjudicaron 10.186 MWh a un precio de COP 95 el kilovatio hora consumido, cerca de COP 50 por debajo del promedio actual del costo de generación en contratos bilaterales.

A pesar de que los resultados de la subasta fueron favorables y contribuyeron a una mayor participación de las FNCER en la matriz de generación, es necesario avanzar en algunos aspectos técnicos que faciliten su completa inserción en el mercado. Entre estos, un elemento muy discutido alrededor de las fuentes no convencionales es su confiabilidad, sobre todo en las franjas horarias de baja o nula luminosidad, para el caso de la energía solar, lo que dificulta el cumplimiento de los compromisos en materia de energía despachada.

En este sentido, resulta pertinente que el país avance rápidamente en la adopción de tecnologías de almacenamiento de energía y el uso de baterías, las cuales podrían contrarrestar este potencial limitante y han demostrado ser exitosas en otros países del mundo (Irena, 2019). Esta solución tecnológica brindará una mayor confiabilidad y flexibilidad al sistema eléctrico, especialmente en zonas geográficas aisladas, al contar con la facilidad de recoger energía para ser almacenada y distribuirla al sistema cuando este la requiera. Al respecto, recientemente la UPME anunció su decisión de avanzar en la estructuración de la primera subasta de almacenamiento de energía en Colombia, que se espera entre en operación en el año 2022.

### **Acción pública. Continuar desarrollando una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos a través de la producción nacional y la importación.**

De acuerdo con el más reciente informe de recursos y reservas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, las reservas probadas de gas natural en Colombia se redujeron en 16,7 %

en 2019, con un horizonte temporal de abastecimiento cercano a los ocho años (ANH, 2020). Esta situación pone de manifiesto el grave riesgo de que el país pierda su suficiencia energética en materia de este recurso. Asegurar la disponibilidad del gas en el corto plazo resulta fundamental ante eventuales periodos de baja hidrología en el país, en los que la generación térmica entraría a abastecer en mayor proporción a la demanda.

Lo anterior implica que el país incentive decididamente la exploración y explotación de yacimientos de gas en el territorio nacional. En relación con los yacimientos no convencionales, el Gobierno Nacional emitió el Decreto 328 de 2020, por el cual se fijan los lineamientos básicos para adelantar estos pilotos. Así mismo, Minenergía expidió la Resolución 40185 de 2020 con los componentes técnicos para el desarrollo de los proyectos piloto de investigación integral (PPII) en el territorio nacional. Actualmente están en proceso de elaboración diferentes actos administrativos de tipo ambiental, social y contractual, los cuales integran la normativa necesaria para su ejecución. Una vez surtidos los procesos anteriores, se adjudicarán las áreas para la realización de estos pilotos, lo que permitirá evaluar los riesgos asociados a esta técnica y, posteriormente, su viabilidad en el país.

De igual manera, Colombia debe impulsar el desarrollo de proyectos de producción en áreas *costa afuera*, principalmente en la región Caribe, en donde se estima un potencial alto en hidrocarburos (ANH, 2019). Un posible desarrollo de estas áreas permitirá que el país aumente sus reservas de este recurso y adicione una nueva fuente de abastecimiento para atender la demanda doméstica.

Por último, se debe fortalecer una estrategia de importación de gas natural licuado a través de plantas de regasificación. Al respecto, es de destacar el anuncio realizado por Minenergía en relación con la adjudicación de la planta de regasificación del Pacífico, que se espera entre en operación antes de 2024. De otro lado, la MTE<sup>4</sup> incluyó entre sus recomendaciones la construcción de una planta de regasificación adicional en La Guajira, que entraría a complementar la planta de regasificación que opera actualmente en Cartagena (Minenergía, 2020).

4. La MTE basó sus recomendaciones en cinco ejes: competencia y estructura del mercado eléctrico; abastecimiento y suministro del gas; descentralización y gestión eficiente de la energía; cobertura y calidad del servicio y focalización de subsidios; y revisión del marco institucional y regulatorio. Los resultados de este estudio fueron puestos a disposición del público en enero de 2020.



### **Coordinación público-privada. Asegurar la cobertura del servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional.**

Garantizar el acceso al servicio de energía no solo promoverá el progreso económico a nivel territorial, sino que también contribuirá a generar una mayor equidad. Las zonas del país que no cuentan actualmente con el servicio de energía están alejadas geográficamente del SIN, son más costosas de atender y muestran altos niveles de necesidades básicas insatisfechas.

De acuerdo con el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) (UPME, 2020), alcanzar una cobertura universal del servicio de energía requerirá inversiones cercanas a los COP 7,4 billones. Entre las alternativas de expansión se consideran, por un lado, la interconexión al SIN, la generación aislada con solución individual solar fotovoltaica y soluciones aisladas híbridas para microrredes. Por otra parte, el PIEC también señala la necesidad de dirigir algunos de los recursos para el mejoramiento de las redes de transmisión, pues buena parte de las restricciones en el servicio

se deben a deficiencias en la conexión, especialmente entre el centro y norte del país.

Aunque el PIEC no es indicativo en cuanto a la fuente de los recursos para financiar estos proyectos, se recomienda avanzar en dos frentes de acción. Por un lado, a través de financiación privada por medio de la atracción de recursos hacia zonas aisladas del país. Para esto, tal y como lo propone la MTE, se requiere estructurar un modelo de negocio viable, con una remuneración regulada suficiente y un marco jurídico y regulatorio estable en el tiempo (Minenergía, 2020).

Por último, respecto a los fondos del sector eléctrico que son administrados por el Estado (FAZNI, FAER, FOES y Prone<sup>5</sup>), que tienen como tarea expandir la cobertura eléctrica en el país, es necesario avanzar en una mayor coordinación y articulación institucional. Para esto, es fundamental la modernización y reorganización de sus funciones, estableciendo criterios claros y homogéneos para ejecutar los proyectos de expansión y una financiación más amplia con recursos provenientes del presupuesto público (Minenergía, 2020).

5. Los fondos energéticos son administrados por Minenergía y son financiados a través de cargos a la demanda. Estos son: el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas (FAZNI), Plan Todos Somos Pacífico, y el Programa de Normalización de Redes Eléctricas (Prone). Cada fondo ha sido creado con una finalidad particular, aunque comparten el mismo objetivo: el aumento de la cobertura y el mejoramiento de la calidad en la prestación del servicio. Desde su creación en el año 2000, estos fondos han ejecutado recursos arriba de los COP 2 billones.



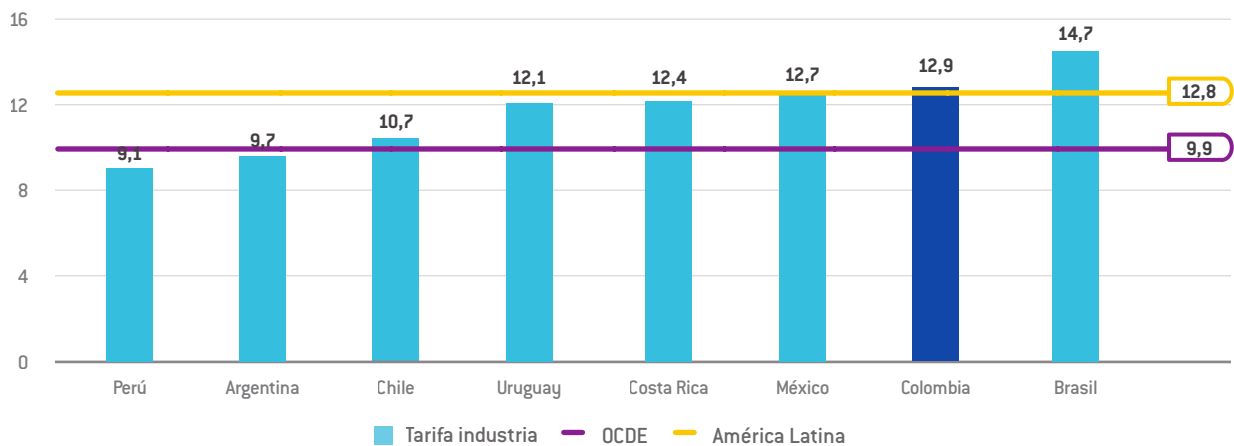
## PRECIO DE LA ENERGÍA

Mayores precios de la energía afectan la competitividad y productividad empresarial al tener incidencia directa sobre la estructura de costos de las empresas, especialmente de aquellas en las que este recurso es utilizado de forma intensiva en su proceso productivo (Banco Mundial, 2019). En Colombia la estructura de precios de la energía para las empresas se negocia en el mercado no regulado, donde los oferentes y consumidores negocian libremente y pactan los precios de mercado a través de contratos bilaterales.

En particular, el país presenta un precio de la energía cercano al promedio de América Latina. En 2019, Colombia ocupó la quinta posición en la región entre los países con mayores tarifas de energía para el sector industrial. Ahora bien, en comparación con los países miembros de la OCDE, la brecha es mayor, con una diferencia promedio de USD 3 centavos por cada kilovatio hora consumido (Gráfica 4).

**Gráfica 4.** Tarifas de electricidad para el sector industrial (USD centavos por kWh). Colombia y países de referencia, 2019.

En Colombia el precio promedio de la energía para el sector industrial, después de impuestos, es de USD 12,9 centavos por kWh, cercano al nivel promedio de América Latina y superior en 30,3 % al promedio OCDE.



Nota: tarifa para consumo industrial superior a los 500.000 kWh.

Fuente: Observatorio de Minas y Energía, UPME - IEA, 2020. Cálculos: CPC.

A partir del segundo semestre de 2019 y lo que va corrido de 2020, el precio promedio diario de la energía en bolsa ha presentado una tendencia creciente, explicada principalmente por los bajos aportes hídricos de los embalses que han afectado la generación hidráulica. Por primera vez desde 2016, en mayo de 2020 este precio fue superior al precio de escasez, al ubicarse en COP 358 por kWh (Gráfica 5a).

Por su parte, el precio de escasez<sup>6</sup>, que mostró un comportamiento estable durante 2019, empezó a decrecer a partir de febrero de 2020 debido a la caída en los precios internacionales de los combustibles fósiles, mientras que

el precio marginal de escasez se ha mantenido alrededor de los COP 600 por kWh en promedio.

En relación con los precios de los contratos bilaterales, estos han sido inferiores a los del promedio de la bolsa nacional (Gráfica 5b). No obstante, en lo corrido del año a junio de 2020, han experimentado un incremento importante frente a igual periodo de 2019, de 8,4 % para el caso de los contratos regulados y de 5,9 % para los no regulados, lo cual representa unos mayores costos de la energía para los usuarios residenciales y del sector productivo en Colombia.

6. El precio marginal de escasez fue introducido mediante la Resolución CREG 140 de 2017. Este precio es calculado mensualmente por la CREG y considera el costo variable de los generadores de energía que hacen parte del sistema. Este determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las obligaciones de "energía firme" y constituye el precio máximo al que se remunera la energía.

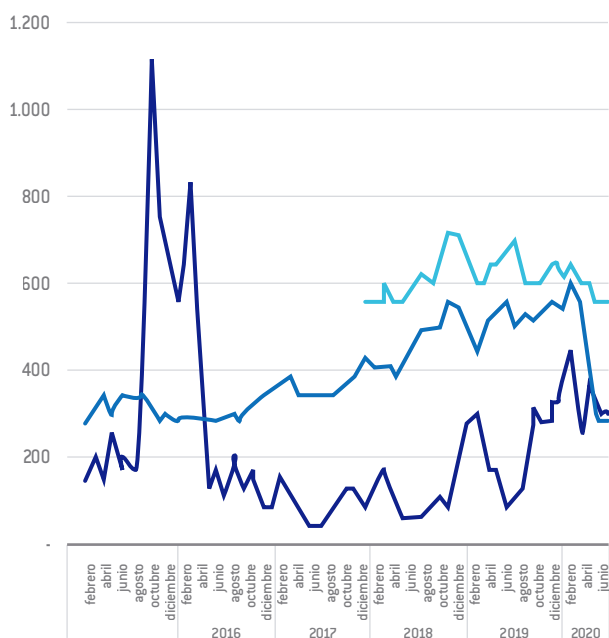
# PRECIO DE LA ENERGÍA



**Gráfica 5.** Evolución de los precios de la energía. Colombia, 2015-2020.

A partir de 2020, el precio de escasez ha empezado a decrecer debido a la reducción de los precios internacionales de los combustibles fósiles. Los precios de los contratos regulados y no regulados han mantenido una tendencia al alza, ubicándose alrededor de los COP 200 kWh.

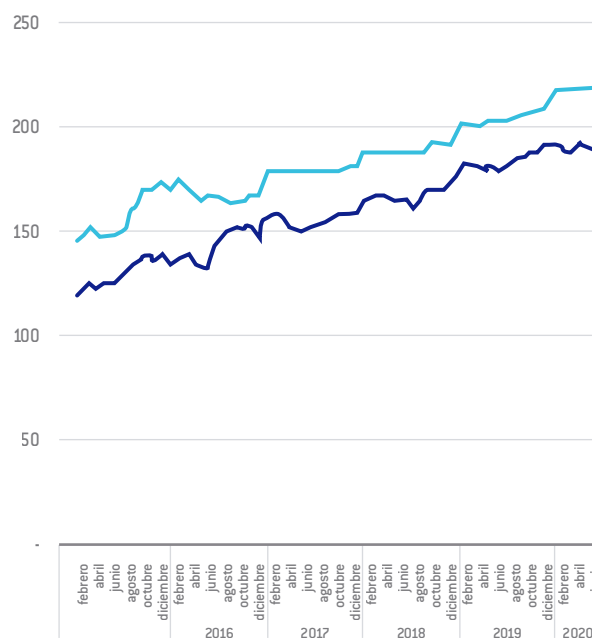
**5a.** Promedio del precio mensual de la energía en bolsa nacional, precio de escasez y precio marginal de escasez (COP corrientes). Colombia, 2015-2020.



— Precio bolsa nacional — Precio de escasez — Precio marginal de escasez

Fuente: XM, 2020. Cálculos: CPC.

**5b.** Precios mensuales promedio de los contratos regulados y no regulados (COP corrientes). Colombia, 2015-2020.



— Precio contratos no regulados — Precio contratos regulados

Fuente: XM, 2020. Cálculos: CPC.

## RECOMENDACIONES

**Acción pública.** Impulsar los sistemas de autogeneración y generación distribuida al SIN, poner en marcha una plataforma de información para entrega de excedentes y promover los sistemas de medición inteligente.

Con la Resolución CREG 030 de 2018 se reglamentaron los aspectos técnicos sobre autogeneración a pequeña escala, generación distribuida y venta de excedentes al SIN. No obstante, es necesario que Minenergía y las demás entidades del sector avancen en la determinación de los requisitos técnicos para instalar sistemas de autogeneración y generación distribuida con tecnología solar fotovoltaica en viviendas y demás edificaciones conectadas al SIN, para lo

que se requeriría la actualización del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (Retie) (Minenergía, 2017).

Por otra parte, se recomienda modificar el Acuerdo 1258 de 2019 del Consejo Nacional de Operación (CNO) para elevar la exigencia de instalación de protecciones a los proyectos de generación de más de 250 kW a aquellos con más de 800 kW, de manera que se garantice la viabilidad financiera de los proyectos que se ubican por debajo de este rango.

Así mismo, es fundamental que la CREG pueda revisar y aclarar la forma en que se realiza el cálculo del *cargo por respaldo* que se cobra a los proyectos de autogeneración que se conectan al SIN. En la actualidad, este cobro se ubica alrededor de COP 40 por cada kWh que se inyecta a la red y se convierte en un importante desincentivo para la figura del autogenerador.



## PRECIO DE LA ENERGÍA

De forma complementaria, como lo señala la CREG, se debe avanzar en la puesta en marcha de una plataforma digital de información que permita a las autoridades regulatorias y a los usuarios interesados en la autogeneración realizar los trámites correspondientes para solicitar la conexión.

En cuanto a los sistemas de medición inteligente (AMI), de acuerdo con las resoluciones 40072 de 2018 y 40483 de 2019 de Minenergía, es fundamental impulsar el uso de esta tecnología para que los usuarios del sistema puedan entregar sus excedentes de autogeneración y obtener su liquidación económica de forma inmediata. La adopción de las AMI contribuirá a la creación de redes inteligentes, que incluyen la automatización de la distribución y la integración de recursos distribuidos al sistema.

La CREG a través de la resolución 131 de 2020 publicó para consulta las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN. Por lineamiento de la resolución 40142 de 2020 de Minenergía la CREG deberá tener lista la regulación para AMI antes de que finalice el 2020.

Las medidas anteriores favorecerán la entrada de agentes que deseen entregar sus excedentes de energía en el mercado y permitirán que el sistema cuente con un mayor respaldo, así como menores precios producto de la competencia.

### **Acción pública. Empezar las acciones que faciliten la participación de la respuesta de la demanda en el mercado.**

La estructura actual del mercado eléctrico en Colombia no posibilita que la demanda desempeñe un rol más activo en la formación de precios de la energía. Con la introducción de la respuesta de la demanda, los usuarios comerciales pueden modificar sus patrones de consumo al evaluar la presencia de incentivos o de señales en los precios, aumentando con este mecanismo la eficiencia del sistema eléctrico (Albadi y Ehab, 2008).

La Ley 1715 de 2014 ordenó a la CREG instituir los mecanismos regulatorios necesarios para incentivar la respuesta de la demanda en periodos críticos y procurar el

aplanamiento de la demanda. A través de la Resolución 011 de 2015, la entidad adoptó las normas para regular este mecanismo en el mercado diario en condición crítica, esto es, cuando el precio de bolsa es superior al precio de escasez. Sin embargo, aún hace falta que la CREG avance en la definición de un esquema que permita la participación de la demanda en el mercado, como cualquier otro generador, a través de un agregador de demanda.

La introducción de este agente en el mercado haría posible mayores niveles de competencia, pues desincentivaría el potencial ejercicio de poder de mercado de los generadores al hacer las veces de un intermediario que representa los intereses de los pequeños usuarios comerciales (Minenergía, 2019), al tiempo que daría lugar a precios más bajos y menos volátiles, una mayor confiabilidad del sistema y un aplazamiento de la expansión del parque generador.

### **Acción pública. Replantear los subsidios a los estratos 1, 2 y 3.**

El Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), creado mediante la Ley 142 de 1994, estableció un mecanismo de compensación en el que los usuarios con mayor capacidad de pago subsidian la factura de energía y gas de los hogares con menores ingresos. El FSSRI se basa en dos principios que esta ley establece para el sistema tarifario de servicios públicos en Colombia: el de solidaridad y redistribución, y el de suficiencia financiera.

Sin embargo, en la actualidad, la distribución del FSSRI no cumple con los dos principios básicos que lo sustentan. Cerca del 90 % de los hogares en Colombia reciben subsidio a la energía eléctrica, en un contexto en donde el 40 % de los hogares de los estratos 2 y 3<sup>7</sup> se encuentran por encima de la mediana del ingreso nacional (ENPH, 2017). En 2019 el monto de subsidios destinados a los estratos 1, 2 y 3 fue de COP 3,6 billones, al cual los usuarios comerciales y residenciales de los estratos 5 y 6 contribuyeron en COP 1,4 billones, mientras que el déficit de COP 1,9 billones fue financiado por el Estado.

7. La crisis por el COVID-19 tendrá un impacto importante en términos de pobreza. De acuerdo con proyecciones de Fedesarrollo, la pobreza monetaria podría pasar del 27 % actual a cerca de 33 % al cierre de 2020. En pobreza extrema se pasaría de una tasa del 7 % a 10% en igual periodo. Esta situación pone de manifiesto la necesidad de mejorar la focalización de subsidios en Colombia, de manera que los recursos beneficien a los segmentos de la población que efectivamente los necesitan.



Resulta apremiante avanzar hacia un uso óptimo de este instrumento que permita una asignación eficiente de los recursos hacia los hogares que realmente los necesitan. En atención a esta necesidad, la MTE estableció los lineamientos básicos para que exista un cruce entre las bases de datos de estratificación y la información contenida en el Sisbén IV, en aras de una mejor focalización de los recursos (Minenergía, 2020).

Adicionalmente, existen algunas alternativas que podrían mejorar el esquema actual de subsidios. En primer lugar, se debe avanzar en la modernización catastral de los municipios, de modo que la estratificación refleje de mejor manera las condiciones socioeconómicas de los hogares. Por otra parte, es factible avanzar en la actualización del consumo básico de subsistencia sobre el cual se calcula el monto del subsidio y que ha permanecido igual desde el año 2007 (DNP, 2019).

**Acción pública. Garantizar la independencia de la CREG ante el Ejecutivo y la elaboración de análisis de impacto normativo para la regulación que expide.**

De acuerdo con lo propuesto por la OCDE (2014) en su estudio sobre la política regulatoria en Colombia, las entidades regula-

torias deben blindarse del ciclo político y de las intromisiones a las que están expuestas por cuenta de los nombramientos de representantes del Ejecutivo en sus juntas directivas.

En ese sentido, es deseable garantizar la autonomía e independencia de los ocho comisionados expertos de la CREG, nombrados por el presidente de la República. En algunos países de la OCDE con organismos regulatorios independientes, como Reino Unido y Estados Unidos, los miembros de las comisiones son propuestos y nombrados con la participación conjunta del Ejecutivo y el Legislativo.

De forma alternativa, la MTE propone reducir la instancia decisoria de la CREG de 11 miembros (3 del Gobierno y 8 de dedicación exclusiva) a 7 (1 del Gobierno y 6 de dedicación exclusiva) (Minenergía, 2020). Esto implicaría que los representantes del Ministerio de Hacienda y del DNP ya no harían parte del cuerpo colegiado, y la única representación del Ejecutivo estaría en manos del Ministerio de Energía.

Por otra parte, como también lo recomienda la misma OCDE, es necesario avanzar en la implementación del análisis de impacto normativo que permita cuantificar los efectos de la regulación sobre la economía, producto de las decisiones de entidades como la CREG.

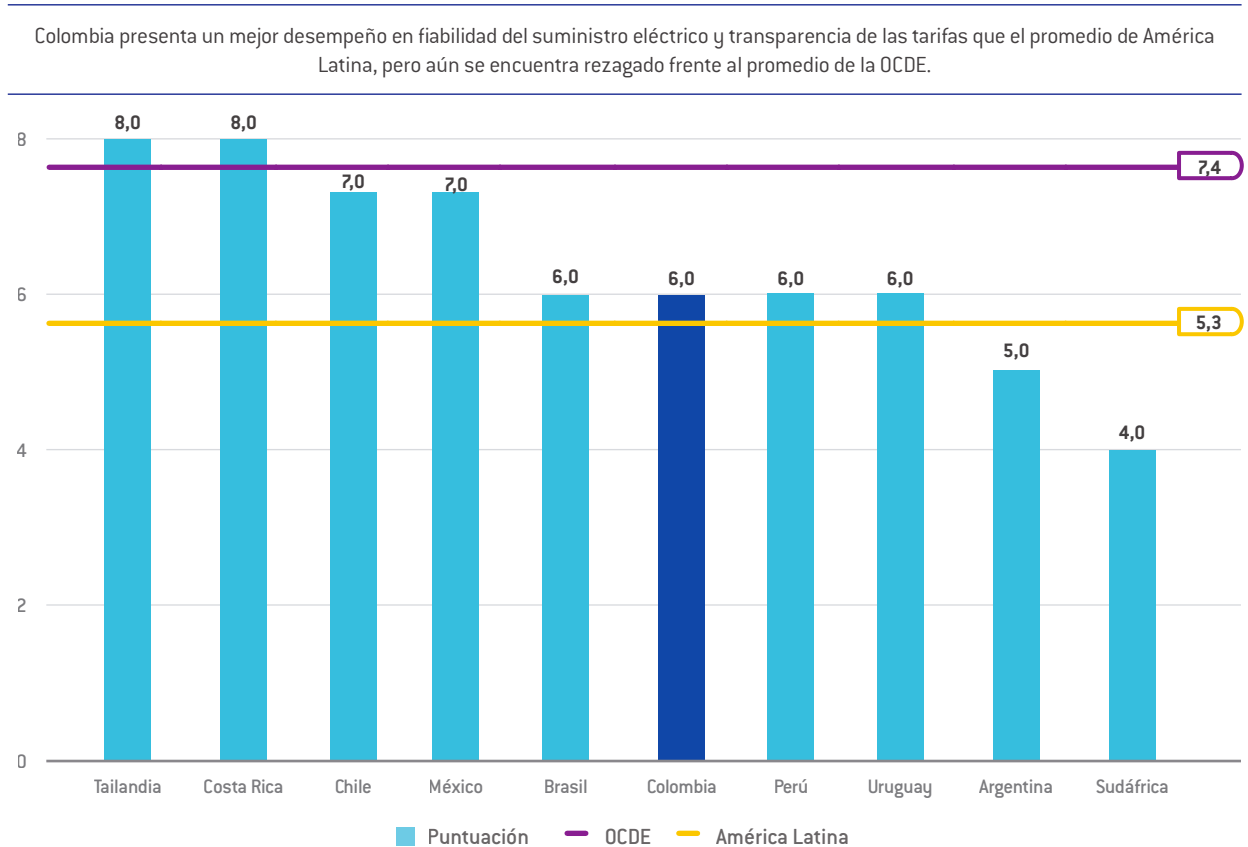


## CALIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

La calidad en la prestación del servicio de energía resulta ser un factor determinante para incrementar la productividad de las empresas. Las interrupciones en el servicio de energía generan pérdidas de materias primas y bienes finales, alteraciones en los ciclos de producción, así como daños en la maquinaria y equipos, impactando de forma negativa la actividad económica y desincentivando la llegada de inversión productiva a los territorios (Arlet, 2017). De acuerdo con el

Índice de Fiabilidad del Suministro Eléctrico y Transparencia de las Tarifas del Banco Mundial, que considera entre otras cosas la duración media de las interrupciones del sistema (*System Average Interruption Duration Index, SAIDI*) y la frecuencia media de las interrupciones del sistema (*System Average Interruption Frequency Index, SAIFI*), Colombia obtiene un puntaje mejor al promedio de los países de América Latina y equivalente al 80 % del promedio de los países de la OCDE (Gráfica 6).

**Gráfica 6.** Índice de Fiabilidad del Suministro y Transparencia de las Tarifas (de 0 a 8). Colombia y países de referencia, 2019.



Fuente: Banco Mundial, 2019.

A nivel nacional, de acuerdo con información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la duración promedio en las interrupciones del servicio de energía se ubicó alrededor de 17,3 horas por usuario en 2018, mientras que la frecuencia con que este tipo de sucesos se repitieron en el año fue de 21,8 veces en promedio (Superservicios, 2019).

En el contexto regional, la heterogeneidad en materia de calidad del servicio es enorme. Mientras que en una ciudad como Montería los usuarios del servicio eléctrico es-

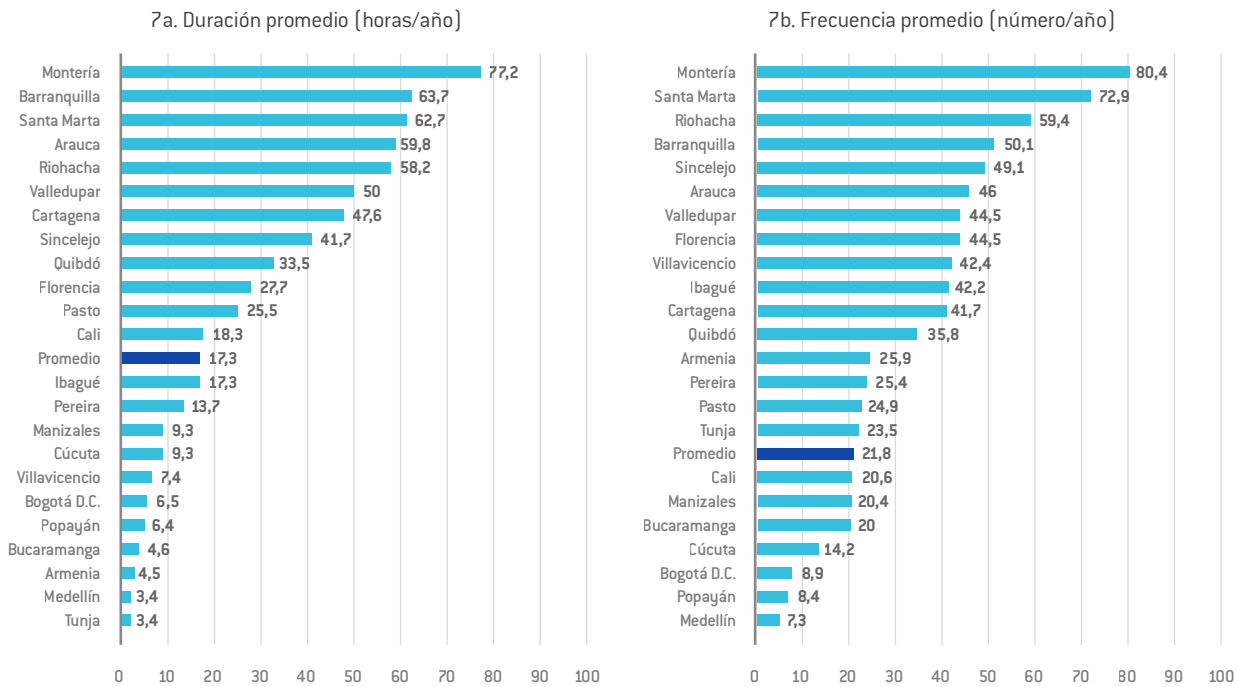
tuvieron sin energía 77,2 horas en promedio y registraron 80,4 interrupciones en el año, la ciudad de Medellín presentó cortes de energía menores a cuatro horas y menos de ocho interrupciones durante 2018 (Gráfica 7). Por nivel de tensión también se presentan diferencias considerables entre operadores de red, por las que resultan afectados los usuarios industriales en mayor o menor medida dependiendo de la empresa prestadora del servicio (Superservicios, 2019).

# CALIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO



**Gráfica 7.** Duración y frecuencia promedio de las interrupciones en el servicio de energía para capitales de departamento, 2018.

En Colombia persisten marcadas brechas a nivel regional en materia de calidad del servicio eléctrico, lo cual afecta la competitividad de las economías locales.



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2019.

## RECOMENDACIONES

**Acción pública.** Incrementar el monitoreo y el control sobre la prestación del servicio de energía.

A través de la Resolución CREG 015 de 2018 se introdujeron los indicadores SAIDI y SAIFI como instrumentos para dar cuenta de la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia. Adicionalmente, se estableció una metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía, así como unos incentivos que se traducen en un aumento o disminución de los ingresos de los operadores de red de acuerdo con su desempeño y la compensación de los usuarios a quienes no se les entregue una calidad mínima del servicio.

A partir de lo anterior, aunque los criterios de metas, incentivos y penalizaciones son adecuados, podría ser de utilidad revisar y evaluar algunos aspectos metodo-

lógicos para calcularlos; entre ellos el valor de referencia establecido para cada operador de red, la meta que obliga a una mejora anual del 8 %, o el 4 % de incentivo o penalización cuando se alcance o incumpla la meta. La MTE plantea que estos valores podrían ser recalculados utilizando modelos matemáticos, como modelos de redes de referencia para las zonas conectadas, o modelos integrados de electrificación de referencia para los sistemas aislados, sean estos microrredes o sistemas individuales (Minenergía, 2020).

Por otra parte, debería establecerse la obligación de instalar sistemas telemétricos a nivel de circuito y transformador para el caso del SIN, y de microrredes para el caso de las zonas no interconectadas (ZNI), de manera que haya supervisión y control por parte de la CREG y de Superservicios de la calidad del servicio, así como para garantizar el cumplimiento de lo acordado en los contratos y su estabilidad en el tiempo (Minenergía, 2020).





## CALIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

2020-2021

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

### **Coordinación público-privada. Avanzar en el proceso de digitalización de la red eléctrica a través de la adopción de infraestructura de telecontrol y medición avanzada.**

El proceso de digitalización de la red eléctrica es fundamental para lograr una mayor calidad en la prestación del servicio de energía. Por lo tanto, uno de los grandes focos de inversión para las empresas prestadoras del servicio debe ser en infraestructura de telecontrol, con la cual se puede monitorear y administrar la red eléctrica de manera remota.

De forma complementaria, es necesario robustecer las plataformas de sistemas de información, lo cual facilitará el monitoreo de las redes en tiempo real para conocer de forma inmediata si hay una avería en la red, las causas y su ubicación. Esto permitirá actuar de manera oportuna y eficiente, y evitará la presencia física de personal en los diferentes procesos de la operación.

De igual forma, en el proceso de transformación digital de la red es importante avanzar en la instalación de sistemas de medición avanzada. Esta herramienta tecnológica, compuesta por medidores inteligentes, infraestructura de telecomunicaciones y sistemas centrales, permitirá una gestión remota y automática, así como un flujo bidireccional de información y energía, optimizando la gestión del sistema. En la actualidad, este tipo de tecnologías están siendo implementadas de forma incipiente en Bogotá, Antioquia y Valle del Cauca.

### **Acción pública. Avanzar en la implementación de una regulación de la calidad de potencia del Sistema Interconectado Nacional.**

Al igual que la calidad del suministro, medida por la frecuencia y la duración de las interrupciones, la calidad del producto, entendida como las fluctuaciones de tensión y las discontinuidades por desviaciones de la onda estándar, también tienen un impacto considerable sobre el aparato productivo a través de sus equipos y sistemas. En este sentido, se propone avanzar en la implementación de una regulación de la calidad de potencia del SIN, tal y como se recomendó en el Documento CREG 032 de 2012, mediante cuatro instrumentos regulatorios: (1) publicación de información del desempeño de la empresa respecto a la calidad del servicio, (2) definición de estándares mínimos de calidad, (3) definición de esquemas de incentivos basados en premios y penalizaciones, y (4) utilización de contratos de calidad extra.

Por último, es importante que la CREG defina los estándares mínimos para que los consumidores que instalen sistemas de generación distribuida aseguren que la calidad de la onda que se inyecta en la red no cause perturbaciones en el sistema.

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD



## EFICIENCIA EN EL USO DEL RECURSO

Las acciones de eficiencia energética contribuyen de manera directa en el aseguramiento del abastecimiento de energía y asisten de manera costo efectiva en el aprovechamiento del recurso y la reducción de emisiones contaminantes. Estas se sustentan en la adopción de nuevas tecnologías (de uso, medición y análisis), buenas prácticas operacionales y hábitos para optimizar el uso de la energía disponible, reduciendo costos, aumentando la productividad y postergando las necesidades de ampliación de la capacidad instalada de generación (World Energy Council, 2020).

Colombia presenta un buen desempeño en materia de intensidad energética. De acuerdo con cifras de la Cuenta Satélite Ambiental y Económica del DANE, el aparato productivo nacional utilizó 3,0 terajulios por cada mil millones de pesos del PIB en 2018. Esto es el 79 % de la energía que usó el promedio de América Latina (3,8 TJ) y dos terceras partes de la que utilizaban los países miembros de la OCDE (4,5 TJ).

Al analizar la demanda por actividad económica, el sector transporte es la actividad que más energía consumió en 2018, con el 43 % del total. En segundo lugar se encuentra el sector industrial con el 24,2 %, seguido por el residencial con 21,7 % (Gráfica 8a). De acuerdo con el Plan Energético Nacional (PEC)

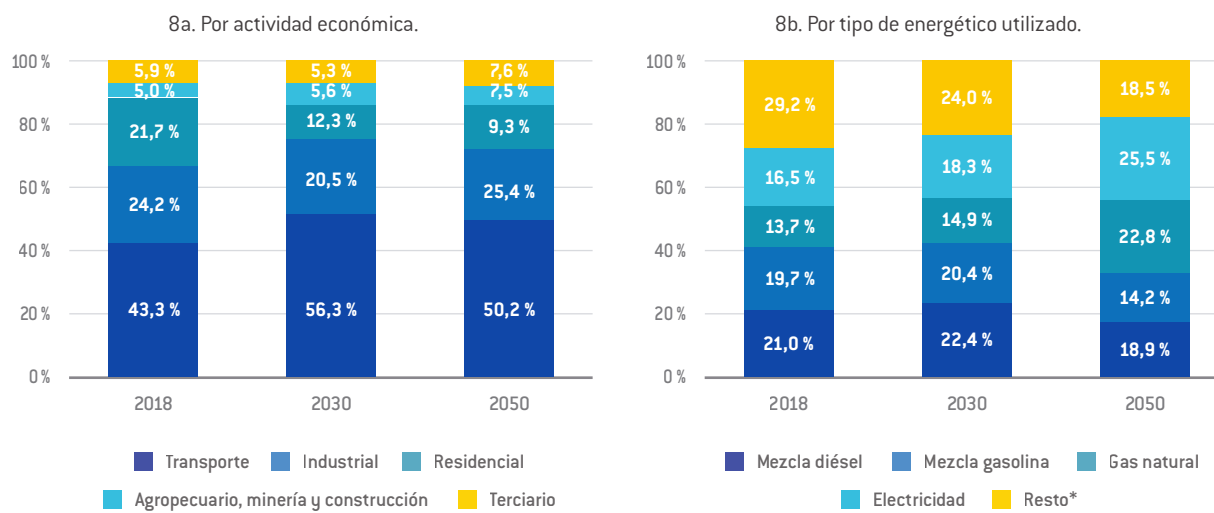
2020-2050, de la UPME (2020), se proyecta que el sector transporte continúe siendo la actividad líder en materia de consumo de energía al representar el 50,2 % del total. La industria manufacturera incrementará su participación a 25,4 %, mientras que el sector residencial reducirá su participación a 9,3 % gracias a la incorporación de acciones de eficiencia energética y a la sustitución de la leña por otro tipo de energéticos.

En cuanto a fuentes de generación, en la actualidad el diésel y la gasolina son los principales energéticos utilizados en el país, con una participación sobre la demanda de energía del 21,0 % y el 19,3 %, respectivamente (Gráfica 8b). Para 2050 se proyecta que la electricidad y el gas natural sean los grandes móviles de cambio hacia la transición energética que experimentará el país en los próximos años, al representar en conjunto el 48,3 % de la energía consumida por la economía.

Las anteriores proyecciones también tendrán un impacto positivo en materia ambiental. De acuerdo con el PEC, el nivel de emisiones se reducirá en cerca de 22,5 % y el indicador de intensidad energética de la economía disminuirá en 48 %, de manera que la economía nacional requerirá menos energía en la generación de valor agregado y será menos contaminante (UPME, 2020).

**Gráfica 8.** Consumo de energía en Colombia en 2018 y proyecciones a 2050 (participación %).

En 2018, el 43,3 % del consumo de energía en Colombia correspondió al sector transporte.  
En la actualidad, el diésel y la gasolina son los energéticos predominantes en la economía, con el 40,7 % de la demanda.



Resto: incluye leña, carbón mineral, querosén, bagazo, GLP, etc.

Fuente: UPME, 2020.

Fuente: UPME, 2020.



## EFICIENCIA EN EL USO DEL RECURSO

### RECOMENDACIONES

#### **Acción pública. Fortalecer los programas de etiquetado con información sobre consumo y eficiencia para los consumidores.**

Lograr una mayor sensibilización de los usuarios finales acerca de los beneficios de la eficiencia energética es esencial para alcanzar los objetivos trazados en materia medioambiental y de ahorro económico. Para esto resulta fundamental propiciar un mayor conocimiento de los ciudadanos en cuanto a la interpretación del etiquetado energético y de los distintos sistemas de medición del consumo de la energía.

De otro lado, con la implementación del Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ), el cual es obligatorio desde el año 2016 en Colombia, se espera que las emisiones de gases de efecto invernadero disminuyan en cerca de 1,3 millones de toneladas en un horizonte temporal de cinco años (Minenergía, 2017).

En línea con lo anterior, es primordial avanzar en la actualización periódica de este tipo de reglamentos y extender el uso de etiquetas informativas a aparatos industriales y vehículos, pues la información contenida en estas resulta fundamental para impulsar cambios en los patrones de consumo de los usuarios residenciales y del sector productivo.

#### **Acción pública. Facilitar el uso de los beneficios tributarios para eficiencia energética.**

La Ley 697 de 2001 y la Resolución 186 de 2012 de Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible establecieron beneficios tributarios para las empresas que realicen reconversión tecnológica de sus aparatos y equipos. A corte de 2019 se han presentado únicamente 207 solicitudes, de las cuales 117 obtuvieron concepto favorable por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y de la UPME.

Con la expedición del Decreto 829 de 2020 se designó a la UPME como la única entidad delegada para evaluar y certificar los proyectos de eficiencia energética en Colombia. Esto significa que los proyectos ya no tendrán que realizar el trámite que tenía una duración de tres meses ante la ANLA, por lo que los tiempos para que las compañías puedan acceder a los beneficios tributarios se reducirán a 45 días. Así mismo, el decreto ordenó que la UPME ac-

tualice la reglamentación y racionalice los trámites para acceder a estos beneficios, de manera que sean completamente digitales.

Aunque esta medida resulta beneficiosa, aún queda pendiente por parte de la UPME el proyecto de resolución que lo reglamente, así como las acciones para hacer efectiva la racionalización de los trámites requeridos.

#### **Coordinación público-privada. Avanzar en el desarrollo de la infraestructura complementaria para el funcionamiento de la movilidad eléctrica.**

En 2019 el Gobierno Nacional impulsó la Ley 1964, que tiene por objeto la promoción del uso de vehículos eléctricos en el país, con el fin de contribuir a la movilidad sostenible y a la reducción de las emisiones contaminantes. Entre los beneficios se encuentran alivios en materia tributaria, descuentos en aseguramiento y revisiones técnico-mecánicas, así como la eliminación de restricciones a la movilidad en las zonas urbanas, entre otros.

El año pasado se registraron en el país 923 vehículos eléctricos, 439 vehículos híbridos enchufables y 2.314 motos eléctricas (Andemos, 2019). Si bien la mayoría corresponden a vehículos de uso particular, el 2019 también marcó el inicio de la electromovilidad en los buses de servicio público en las principales ciudades del país<sup>8</sup>. La meta planteada por el Gobierno Nacional es llegar a 600.000 vehículos con esta tecnología para el año 2030. No obstante, para lograr este objetivo es necesario que el país avance rápidamente en otros aspectos técnicos complementarios, como el desarrollo y construcción de la infraestructura de carga que requerirá dicho modelo para atender la creciente demanda.

Actualmente el país cuenta únicamente con 30 estaciones de carga distribuidas entre las ciudades de Bogotá y Medellín. A partir de las proyecciones del número de vehículos eléctricos que se espera entren en circulación en los próximos años, se requerirán cerca de 310 mil puntos de carga privada y 1.700 puntos de carga públicos en todo el territorio nacional para el año 2030 (UPME, 2019b). En este sentido, resulta pertinente avanzar en la expedición de los reglamentos técnicos requeridos para el despliegue de esta infraestructura, así como en la estructuración del modelo de negocio y de los criterios de elección de los operadores privados, que estarán a cargo de la administración del sistema de carga y suministro.

8. En 2019 Bogotá realizó la compra de 379 buses eléctricos que serán incorporados al Sistema Integrado de Transporte Público (SITP) de la ciudad. A esta se suman Cali y Medellín con 136 y 64 buses eléctricos, respectivamente. A partir de estas iniciativas, las ciudades colombianas, junto a Santiago de Chile, son los principales referentes en América Latina en el proceso de electrificación de sus sistemas de transporte público.



La emergencia económica ocasionada por el COVID-19 trajo consigo numerosos retos para el sector de la energía. A continuación se exploran, desde el punto de vista de la oferta y la demanda, algunos desafíos originados por la crisis, así como una serie de medidas implementadas por el Gobierno Nacional y puntos clave para adoptar como mejores prácticas.

**Oferta.** Las empresas del sector de la energía han sido afectadas por la pandemia debido a la reducción inesperada de sus ingresos. Esto se asocia a (1) la menor demanda, (2) el diferimiento del pago de la factura por parte de los usuarios más vulnerables, (3) mayores gastos de operación y mantenimiento, y (4) la dificultad para implementar ajustes tarifarios (BID, 2020).

Aunque el sector de la energía fue una de las actividades incluidas en los decretos 457 y 749 de 2020 para operar con normalidad, lo cierto es que el desarrollo de sus operaciones se ha visto afectado por el detenimiento de otras actividades conexas, de las cuales depende su cadena de suministro.

Esta situación representa un enorme desafío para el buen funcionamiento del sector. Por un lado, algunos proyectos de generación podrían experimentar retrasos en su ejecución, poniendo en riesgo la provisión de energía en los próximos años al postergarse su fecha de entrada en operación. Por otra parte, la implementación de protocolos de bioseguridad resulta fundamental para evitar la propagación del COVID-19 y garantizar la continuidad del servicio. Un ejemplo de esto es lo acontecido con Hidroituango, donde el contagio de 397 trabajadores<sup>9</sup>, así como la ocurrencia de algunas fallas técnicas y logísticas, han postergado su entrada en funcionamiento para el año 2022.

En cuanto a las empresas comercializadoras de energía, estas enfrentan fuertes restricciones en materia financiera por cuenta de la reconexión de los usuarios residenciales en mora y el aplazamiento del pago de

las facturas de energía y gas. A pesar de que el Decreto 517 de 2020 estipuló una garantía de recursos públicos para financiar el pago de las facturas, es necesario que el desembolso de estos se haga de manera oportuna para que el flujo de caja de las empresas no se vea afectado y se garantice la liquidez necesaria para costear las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo, así como la expansión de la infraestructura de servicio (BID, 2020).

**Demanda.** Entre marzo y agosto de 2020, la demanda de energía cayó en 5,3 % respecto al mismo periodo de 2019. La demanda regulada de energía presentó una caída de 2,3 %, mientras que la no regulada se redujo en 11,8 %.

En el marco del estado de emergencia económica y social, Minenergía expidió el Decreto 517 de 2020, el cual formuló una serie de medidas para beneficiar a los hogares que no cuentan con los recursos para cubrir el pago de los servicios públicos, evitando de esta forma la interrupción en la prestación de estos.

La CREG fue facultada para adoptar medidas que modifican el esquema actual de pagos. Es así como se hizo posible para los estratos 1 y 2 diferir hasta por 36 meses los costos asociados a la factura de energía y gas<sup>10</sup>, sin que se genere ningún cargo o interés adicional. La misma norma autorizó a Minenergía para que utilice recursos de los fondos especiales para garantizar el suministro de energía en las ZNI y hacer giros anticipados de subsidios.

No obstante, una vez concluida la emergencia es inevitable que el monto total de la factura se vea incrementado toda vez que en los cobros futuros se incluirá el saldo de la deuda acumulada por los usuarios. Para compensar en alguna medida este efecto monetario, deberían impulsarse acciones de eficiencia energética en los hogares que permitan reducir el valor de los consumos actuales y racionalizar el uso del recurso para lograr un mayor ahorro económico.

9. Casos reportados a 18 de junio de 2020.

10. Para el caso de los estratos 3 y 4 el diferimiento en el pago de la factura puede extenderse hasta 24 meses. Los estratos 5 y 6 y los usuarios comerciales e industriales también pueden acceder a planes de financiamiento.



## SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES

### Principales recomendaciones del CPC que ya han sido acogidas

Recomendación	Año en el cual fue acogida	Impacto esperado/observado	Observaciones
Eliminar la contribución del 20 % que paga la industria para subsidiar el consumo de energía de los estratos 1, 2 y 3	2012	Las contribuciones de los usuarios industriales pasaron de COP 526 mil millones en 2011 a cerca de COP 137 mil millones en 2018, lo cual representó un ahorro de COP 389 mil millones en este periodo.	Eliminar la sobretasa a la energía de COP 4 por kWh consumido, creada a partir del PND 2018-2022 y que cubre a los usuarios comerciales, industriales y residenciales de los estratos 4, 5 y 6.
Avanzar en la implementación de incentivos transitorios para el desarrollo de FNCER adicionales a los de la Ley 1715 de 2014	2019	El Gobierno Nacional, a través del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, ha establecido como meta aumentar la participación de estas tecnologías a cerca del 10 % de la generación.	Minenergía avanzó en la reglamentación de estos beneficios a través del Decreto 829 de 2020.
Determinar los referentes de calidad para los operadores de red de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018	2019	La medida contempla un beneficio o penalización en los ingresos de los operadores de red de acuerdo con su desempeño, así como la compensación de los usuarios a quienes no se les entregue una calidad mínima en el servicio.	La CREG debe determinar los referentes para cada uno de los operadores de red que permita verificar el cumplimiento o incumplimiento de las metas de calidad para los años siguientes.

### Recomendaciones que aún no han sido acogidas, en las cuales el CPC insiste

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
Asegurar la confiabilidad y el suministro de energía a través de la diversificación de la matriz de generación nacional y el mejoramiento del mecanismo de Cargo por Confiabilidad	La confiabilidad del sistema pasa por diversificar la matriz de generación, que es predominantemente hídrica y térmica. El país requiere avanzar en la materialización de los esfuerzos implementados para asegurar la efectiva provisión del servicio de energía frente a la ocurrencia de situaciones adversas que afecten la disponibilidad del recurso hídrico, o la provisión de combustibles fósiles.	Minenergía, UPME y CREG	Acción pública
Continuar desarrollando una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos a través de la producción nacional y la importación	Las reservas probadas de gas natural en Colombia son inferiores a los 10 años, lo cual pone en riesgo la autosuficiencia del país en materia energética. Asegurar la disponibilidad de este recurso resulta fundamental ante eventuales periodos de baja hidrología en el país, en los que la generación térmica entraría a satisfacer en mayor proporción a la demanda.	Minenergía, CREG y UPME	Acción pública

## SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES



ENERGÍA

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
Impulsar los sistemas de autogeneración y generación distribuida al SIN, poner en marcha una plataforma de información para entrega de excedentes y promover los sistemas de medición inteligente	Minenergía y otras entidades regulatorias deben avanzar en la determinación de los requisitos técnicos para instalar sistemas de autogeneración y generación distribuida en viviendas y demás edificaciones conectadas al SIN. Además, es fundamental impulsar el uso de sistemas de medición inteligente que permitan a los usuarios entregar sus excedentes de autogeneración al SIN y obtener su liquidación económica.	Minenergía, CREG y UPME	Acción pública
Definir un esquema que facilite la participación de la respuesta de la demanda en el mercado	Según Acolgen, las estrategias de autogeneración y respuesta a la demanda podrían generar, en conjunto, ahorros cercanos a los COP 1,5 billones anuales, gracias al incremento de la competencia en el mercado.	Minenergía, CREG y UPME	Acción pública
Replantear los subsidios a los estratos 1, 2 y 3	El monto de subsidios destinados a los estratos 1, 2 y 3 fue COP 3,3 billones en 2019, de los cuales el Estado aportó cerca de 1,9 billones, mientras que los usuarios comerciales y residenciales de los estratos 5 y 6 contribuyeron en COP 1,4 billones.	Congreso de la República, Minhacienda y Minenergía	Acción pública
Garantizar la independencia de la CREG ante el Ejecutivo y la elaboración de análisis de impacto normativo para la regulación que expide	Las entidades regulatorias deben blindarse del ciclo político y de las intromisiones a las que están expuestas por cuenta de los nombramientos de representantes del Ejecutivo en sus juntas directivas.	Minenergía y Congreso de la República	Acción pública
Incrementar el monitoreo y el control sobre la prestación del servicio de energía	En el contexto regional la heterogeneidad en materia de calidad del servicio es apremiante. Las interrupciones en el servicio generan pérdidas de materias primas y bienes finales, alteraciones en los ciclos de producción, así como daños en la maquinaria e incertidumbre para concretar negocios, lo cual puede llevar a la deslocalización de las empresas del territorio nacional.	CREG y Superservicios	Acción pública
Avanzar en la implementación de una regulación de la calidad de potencia del Sistema Interconectado Nacional	Avanzar en la implementación de una regulación de la calidad de potencia del SIN mediante los cuatro instrumentos regulatorios propuestos en el Documento CREG 032 de 2012.	CREG y Superservicios	Acción pública

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD



## SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
Facilitar el uso de los beneficios tributarios para eficiencia energética	A corte de 2019 se han presentado únicamente 207 solicitudes, de las cuales 117 obtuvieron concepto favorable por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) y de la UPME.	Minenergía y UPME	Acción pública
Fortalecer los programas de etiquetado con información sobre consumo y eficiencia para los consumidores	Se estima que la aplicación del RETIQ ayudaría a disminuir en 1,3 millones de toneladas las emisiones de gases de efecto invernadero (2 % del total de emisiones del sector de energía).	Minenergía, UPME y CREG	Acción pública

### Nuevas recomendaciones

Recomendación	Impacto Esperado	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
Asegurar la cobertura del servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional	Cerca de 495.000 hogares no cuentan con acceso al servicio de energía eléctrica en Colombia. Garantizar la prestación del servicio promoverá el progreso económico a nivel territorial y contribuirá en una mayor equidad.	Minenergía, UPME y empresas del sector	Coordinación público-privada
Avanzar en el proceso de digitalización de la red eléctrica a través de la adopción de infraestructura de telecontrol y medición avanzada	El proceso de digitalización de la red eléctrica es fundamental para lograr una mayor calidad del servicio. Esta infraestructura permitirá el monitoreo de las redes en tiempo real para conocer de forma inmediata si hay una avería en la red, las causas y su ubicación, así como para actuar de manera oportuna y eficiente evitando la presencia física de personal.	Minenergía, CREG, Superservicios, academia, centros de investigación, y empresas del sector	Coordinación público-privada
Avanzar en el desarrollo de la infraestructura complementaria para el funcionamiento de la movilidad eléctrica	La meta planteada por el Gobierno Nacional es llegar a 600.000 vehículos eléctricos para el año 2030. No obstante, para lograr este objetivo es necesario que el país avance en los aspectos técnicos complementarios para su funcionamiento, así como en la estructuración del modelo de negocio para el desarrollo y construcción de la infraestructura de carga que requerirá dicho modelo.	Minenergía y empresas del sector	Coordinación público-privada



## REFERENCIAS

- 1 Albadi, M. y Ehab F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 78(11), 1989-1996.
- 2 Andemos. (2019). *Informe Vehículos HEV, PHEV y BEV – diciembre de 2019*. Bogotá: Asociación Nacional de Movilidad Sostenible.
- 3 ANH. (2019). *Reactivación del sector de hidrocarburos en Colombia*. Foro Colombia Genera.
- 4 ANH. (2020). *Informe de recursos y reservas 2019*. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- 5 Arlet, J. (2017). *Electricity tariffs, power outages and firm performance: a comparative analysis*. Washington D.C.: The World Bank.
- 6 Banco Mundial. (2019). *Doing business 2019, training for reform*. Washington D.C.: Banco Mundial.
- 7 BID. (2020). *Estrategia para el retorno al trabajo en las empresas de energía eléctrica*. Washington D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- 8 Consejo Privado de Competitividad. (2019). *Informe Nacional de Competitividad 2019-2020*. Bogotá: Consejo Privado de Competitividad.
- 9 DNP. (2019). *Plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022*. Bogotá: Departamento Nacional de Planeación.
- 10 EY. (2016). *Propuestas de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y conclusiones*. Bogotá: Ernst & Young.
- 11 Irena. (2019). *Panorama de la innovación para un futuro impulsado por las energías renovables: soluciones para integrar las energías renovables variables*. Abu Dabi: Agencia Internacional de Energías Renovables.
- 12 Minenergía. (2017). *Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017-2022*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- 13 Minenergía. (2019). *Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal*. Bogotá: Comisión Interdisciplinaria Independiente.
- 14 Minenergía. (2020) *Misión de Transformación Energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro*. Bogotá: Ministerio de Minas y Energía.
- 15 OCDE. (2014). *Estudio de la OCDE sobre la política regulatoria en Colombia. Más allá de la simplificación administrativa*. París: OECD Publishing.
- 16 Superservicios. (2019). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia*. Bogotá: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- 17 UPME. (2018). *Plan de expansión de referencia. Generación y Transmisión. 2017 - 2031*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 18 UPME. (2019a). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 19 UPME. (2019b). *Recomendaciones en Materia de Infraestructura de Recarga para la Movilidad Eléctrica en Colombia*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 20 UPME. (2020). *Plan Energético Nacional, 2020-2050*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 21 WEF. (2019). *The Global Competitiveness Report 2019-2020*. Ginebra: World Economic Forum.
- 22 World Energy Council. (2020). *World Energy Trilemma Index 2019*. World Energy Council