

ENERGÍA



Calidad del suministro eléctrico. Puesto entre 141 países.

Fuente: WEF (2019).

DATOS DESTACADOS*

1. Confiabilidad

- Desde la adopción del Cargo por Confiabilidad, el país ha incrementado su capacidad de generación alcanzando **17.312 MW** en **2018**. Este valor fue **1,7** veces superior a la demanda máxima de potencia (**10.190 MW**).
- La principal fuente de generación es la hidráulica, con una participación del **68,3 %** del total, seguida por la térmica con el **30,4 %**; las fuentes eólicas, solares y los cogeneradores aportaron **1,3 %**.

2. Precio de la energía

- En Colombia el precio promedio de la energía, después de impuestos, para el sector industrial es de **USD 11,6** centavos por kWh, inferior al promedio de América Latina, pero superior en **15,2 %** al promedio OCDE.
- El precio de escasez de la energía ha empezado a crecer a partir de **2017** debido a la recuperación en los precios internacionales del petróleo. Los precios de los contratos regulados y no regulados se han incrementado a partir de **2018**, aunque permanecen por debajo de los **COP 200 kWh**.

3. Calidad en el servicio

- Colombia obtuvo un puntaje de **6,0** sobre **8,0** 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.
- A nivel regional la heterogeneidad en materia de calidad del servicio es enorme. En ciudades como Montería los usuarios del servicio eléctrico estuvieron sin energía **77,2** horas en promedio y registraron **80,4** interrupciones en el año, mientras que la ciudad de Medellín presentó cortes de energía menores a cuatro horas y menos de ocho interrupciones durante **2018**.

4. Eficiencia energética

- En materia de intensidad energética, la economía nacional utilizó **2,3** megajulios por cada dólar producido del PIB en **2015**. Esto es el **59 %** de la energía que usa el promedio de América Latina (**3,8 MJ/USD**) y la mitad de la que utilizan los países miembros de la OCDE (**4,5 MJ/USD**).
- A nivel de sectores económicos, el sector transporte presenta la mayor intensidad energética con un valor de **2,21 BEP/millones COP**, seguido del sector industrial con **0,96 BEP/millones COP**.

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. Replantear el esquema de subsidios a los estratos 1, 2 y 3.
4. Incrementar el monitoreo y el control sobre la prestación del servicio de energía.
5. Facilitar el uso de los beneficios tributarios para eficiencia energética.

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



PERFIL DE COLOMBIA EN MATERIA DE ENERGÍA

Tema	Variable	Valor Colombia 2019	Ranking en América Latina 2019	Mejor país en América Latina 2019 (valor)	Fuente
Panorama general	Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita)	1.312 ¹	12 de 17	Chile (3.879)	Banco Mundial
	Ranking en el Energy Trilemma Index	BCA ⁴	3 de 17	Uruguay (BBA)	World Energy Council
Confiabilidad	Generación eléctrica de fuentes renovables, excluyendo hidroeléctrica (% del total)	2,4 % ²	13 de 17	Nicaragua (45,0 %)	Energy Information Administration
	Producción eléctrica con fuentes fósiles (% del total)	32,9 % ²	4 de 17	Paraguay (0 %)	Energy Information Administration
	Participación de la principal fuente de generación	64,7 % ²	12 de 17	Guatemala (38,3 %)	Energy Information Administration
Precio	Precios de la energía eléctrica para la industria	USD 11,6 cent/kWh ²	7 de 17	Paraguay (USD 4,9 cent/kWh)	CREG - IEA
Calidad	Número de días requeridos para obtener una conexión a energía permanente	92 ⁴	16 de 17	Panamá (35)	Banco Mundial
	Población con acceso a energía eléctrica (%)	99,6 % ³	9 de 17	Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, México (100 %)	Banco Mundial
	Calidad del suministro eléctrico (posición entre 141 países)	51	2 de 17	Chile (9)	WEF
	Índice de Confiabilidad de la Oferta de Energía y de Transparencia de las Tarifas (0-8, donde 8 es el mejor desempeño)	6 ⁴	7 de 17	Costa Rica y Panamá (7)	Banco Mundial
Eficiencia	Intensidad energética de la economía (megajulios/PIB USD)	2,3 ¹	2 de 17	Puerto Rico (0,41)	Banco Mundial

Nota: 1. Datos correspondientes al año 2015. 2 Datos correspondientes al año 2016. 3 Datos correspondientes al año 2017. 4 Datos correspondientes al año 2018.



Una matriz de generación confiable, eficiente y competitiva es uno de los grandes activos que posee una economía. Los avances en materia de capacidad instalada, calidad en el servicio y una estabilidad en los precios son esenciales para la productividad de las empresas, pues aportan a una menor estructura de costos de producción, y brindan certidumbre acerca de la provisión de bienes y la prestación de servicios.

Desde la adopción del Cargo por Confiabilidad en 2006, Colombia no solo ha logrado incrementar su capacidad de generación, sino que ha superado con éxito eventos climáticos adversos como el fenómeno de El Niño de 2015-2016. No obstante, entendiendo que la confiabilidad en el Sistema 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 efectiva provisión del servicio eléctrico, en caso de una menor disponibilidad del recurso hídrico o de una menor provisión de combustibles fósiles.

Además de la confiabilidad, el precio de la energía también es un componente fundamental para garantizar la competitividad de una economía y el bienestar de sus ciudadanos. En ese sentido, se hace necesario la adopción de instrumentos que garanticen la estabilidad en los precios. Entre estos se encuentran asegurar una oferta de energía

en firme eficiente y competitiva en el largo plazo, continuar impulsando la autogeneración y la respuesta de la demanda, desarrollar una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos e impedir el aumento de las Transferencias del Sector Eléctrico (TSE).

Finalmente, en lo que respecta a la calidad del servicio y a la eficiencia en el uso del recurso, 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. De manera que los esfuerzos encaminados a mejorar las herramientas de medición, monitoreo y control son fundamentales para que los ciudadanos tengan un acceso oportuno y confiable al suministro eléctrico.

En este contexto, el presente capítulo analiza el sistema eléctrico colombiano en cuatro dimensiones: confiabilidad, precio, calidad del servicio y eficiencia en el uso del recurso. Para cada una de estas se hacen recomendaciones puntuales en términos de acciones públicas, privadas y coordinación público-privada que apuntan a consolidar un sector energético que contribuya a la competitividad del país.

En la versión 2018 de este capítulo se hicieron 15 recomendaciones. Al cierre de la edición actual, dos han sido acogidas de manera parcial. La presente versión insiste en 13 recomendaciones cuya adopción sigue pendiente y añade dos nuevas, para un total de 15 recomendaciones.



CONFIABILIDAD

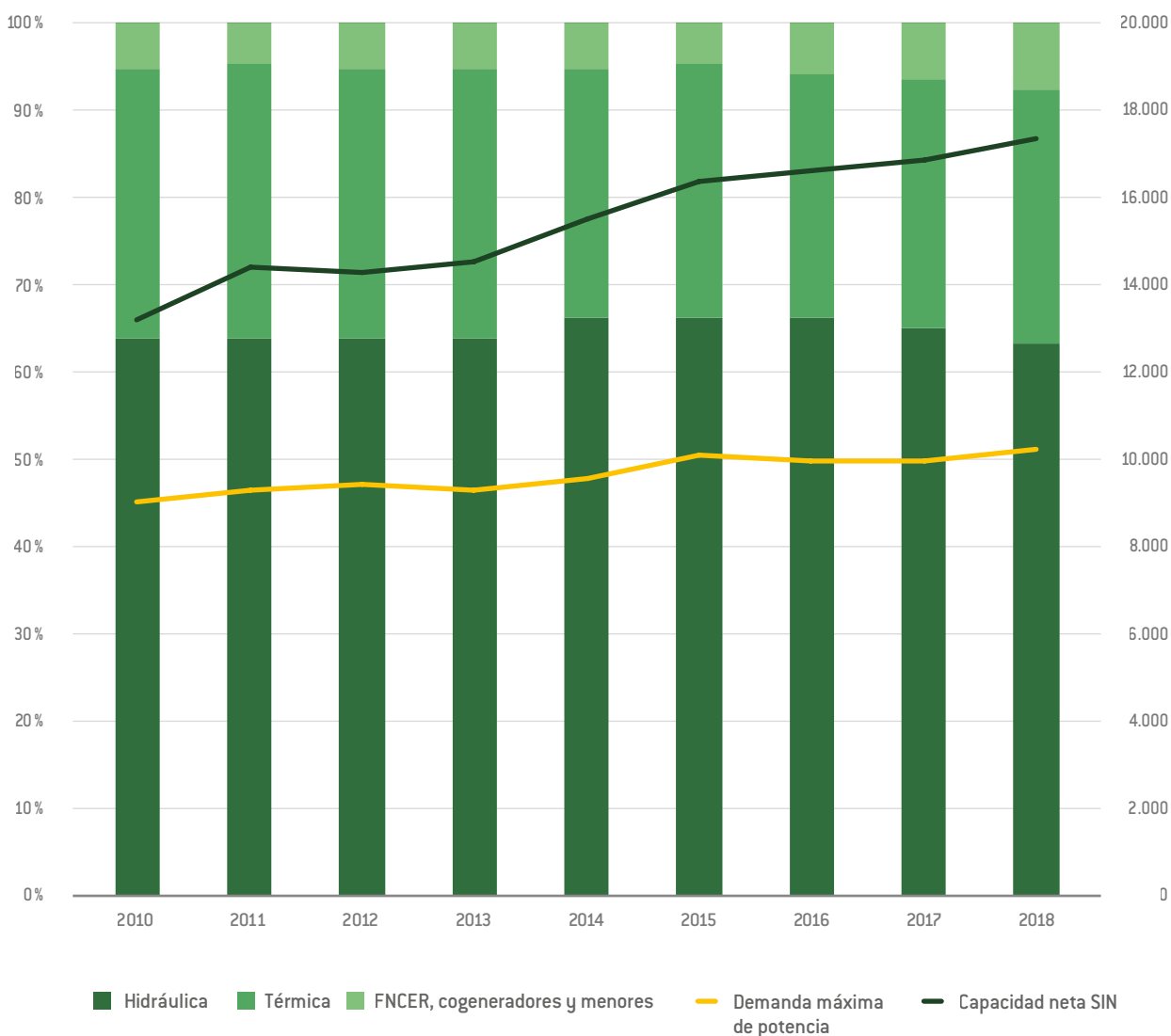
A lo largo del periodo 2010-2018 la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ha aumentado a una tasa promedio anual de 1,4 %. Al cierre del año 2018 presentó un incremento de 3,2 % y se ubicó en 17.312 MW. Este valor fue 1,7 veces mayor a la demanda máxima de potencia, la cual se ubicó en 10.190 MW en este periodo.

En términos de las principales fuentes de generación, la energía hidráulica es la más representativa, con

una participación del 68,3 % del total y una capacidad efectiva de 11.833 MW. En segundo lugar, se encuentra la generación térmica con el 30,4 %, contribuyendo en 5.259 MW. Por último, las fuentes eólicas, solares y los cogeneradores, las cuales han incrementado su participación desde 0,6 % en 2010 a 1,3 % en 2018, aportaron 230 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). Colombia, 2010-2018.

En 2018, la capacidad efectiva neta del SIN fue 1,7 veces mayor a la demanda máxima de potencia.



Fuente: XM, 2019. Cálculos: CPC.



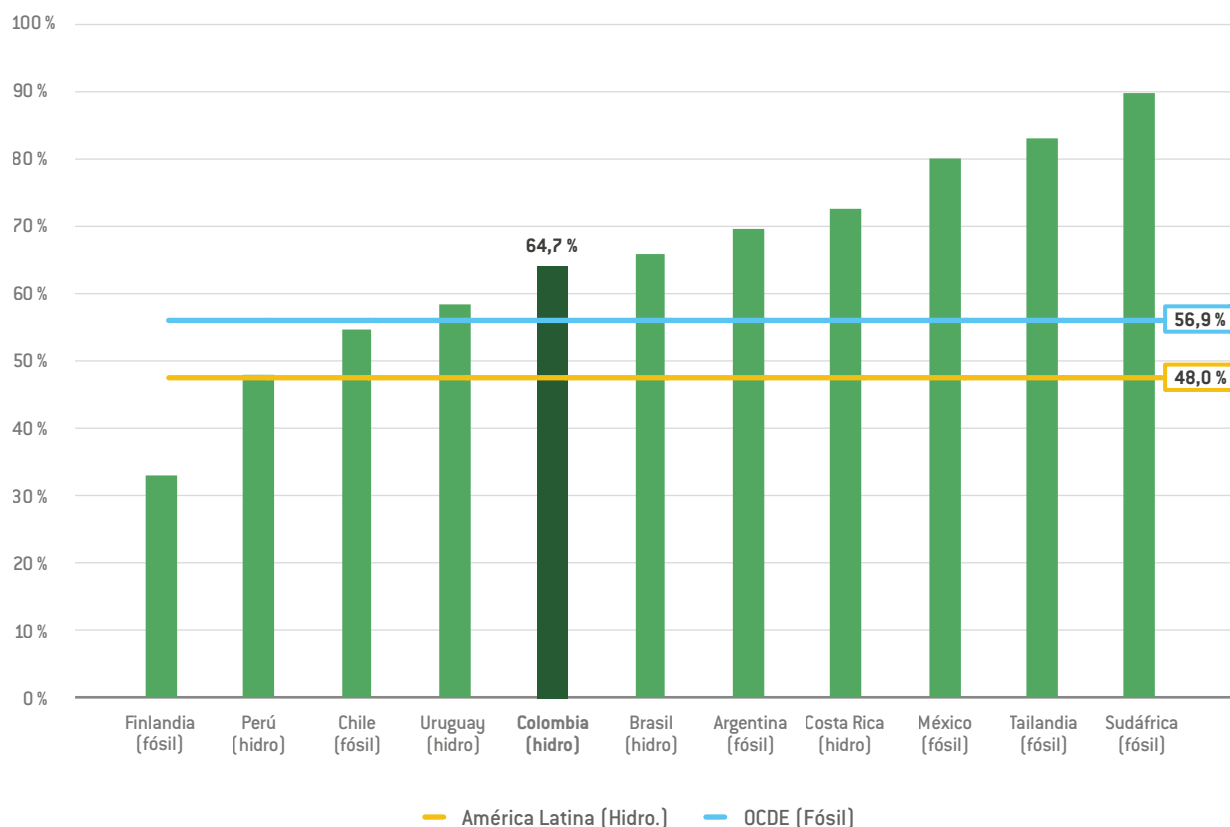
CONFIABILIDAD

A nivel comparativo, Colombia presenta una participación promedio de su principal fuente de generación, superior al promedio de América Latina y al de los países miembros de la OCDE, con un 64,7 %, frente al 48,0 % y el 56,9 % respectivamente (Gráfica 2). Este hecho destaca la alta concentración en la matriz energética nacional, lo cual la hace especialmente vulnerable ante la ocurrencia de eventos climáticos adversos que podrían poner en riesgo la efectiva provisión del suministro eléctrico, principalmente en un escenario de continua expansión de la demanda en los próximos años.

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2019), 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 corto plazo (2018-2023) no se requieren proyectos de generación adicionales a los que ya están definidos vía Cargo por Confiabilidad⁵(UPME, 2018a). 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.

Gráfica 2. Participación de la principal fuente de generación de energía. Colombia y países de referencia, 2016.

Colombia presenta una mayor participación de su principal fuente de generación en comparación al promedio de América Latina y la OCDE.



Hidro.: generación hidroeléctrica; Fósil: generación térmica a partir de carbón, gas o diésel.

Fuente: Energy Information Administration, 2019.

5. En la subasta de Cargo por Confiabilidad del mes de febrero de 2019 se asignaron 4.010 MW de capacidad efectiva neta. De esta, 1.240 MW correspondieron a proyectos térmicos, 1.372 MW a proyectos hidráulicos, 1.160 MW a proyectos eólicos y 238 MW a proyectos solares. Con la realización de la subasta se garantizó el suministro de la demanda hasta el 30 de noviembre de 2023.



CONFIABILIDAD

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 otra, diversificar la matriz de generación eléctrica, de modo que el país minimice el riesgo de interrupción en el suministro eléctrico por cuenta de efectos del cambio climático. En ese sentido, extender la capacidad instalada de las fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER), asegurar la adecuada provisión de combustibles fósiles y optimizar la metodología de cálculo del caudal ambiental, podrían ayudar en este aspecto.

En línea con lo anterior, en el banco de proyectos de generación eléctrica con registro vigente ante la UPME, los proyectos solares representan la mayor participación en número y cuentan con la segunda mayor capacidad de generación, con el 29,6 % del total. Entretanto, la suma de la capacidad de generación de los proyectos hidráulicos y térmicos registrados alcanza el 55,6 %. En total, los 645 proyectos vigentes, que se encuentran en etapas de estudio, prefactibilidad y factibilidad, cuentan con una capacidad efectiva de generación de 26.155 MW [Tabla 1].

Tabla 1. Proyectos de generación con registro vigente en la UPME⁶ por tipo de tecnología. Junio de 2019.

Tipo de proyecto	Número de proyectos	% Proyectos	Capacidad (MW)	% Capacidad
Hidráulico	150	22,3 %	5.933	22,7 %
Térmico	52	8,1 %	8.608	32,9 %
Solar	403	62,5 %	7.749	29,6 %
Eólico	27	4,2 %	3.803	14,5 %
Biomasa	13	2,0 %	62	0,2 %
Total	645	100,0 %	26.155	100,0 %

Fuente: UPME, 2019.

RECOMENDACIONES

Acción pública. Avanzar hacia una mayor diversificación de la matriz energética nacional a través de la expansión de la capacidad instalada de las fuentes convencionales y no convencionales.

La alta concentración en la matriz energética nacional hace necesario que el país aumente la capacidad de generación a

partir de fuentes no convencionales, de modo que, la matriz energética pueda estar diversificada en el mediano plazo. 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.

Así mismo, el Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2017-2031 de la UPME (2018a) plantea que el sistema eléctrico nacional en el largo plazo debe incluir alternativas de generación con tecnologías no con-

6. Incluye los proyectos en etapa de estudio y análisis (Fase 1), etapa de prefactibilidad (Fase 2) y etapa de factibilidad (Fase 3).

vencionales (eólica, solar y biomasa). De acuerdo con el análisis de escenarios del Plan, la participación de las FNCER pasaría de menos del 1 % en el que se encuentra hoy, a representar entre el 14 % y 18 % en 2031.

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, como el fenómeno de El Niño, que pongan en tensión la confiabilidad del Sistema. Lo anterior tendría externalidades positivas en materia medioambiental y permitiría continuar consolidando a Colombia como uno de los países con matrices energéticas más limpias del mundo, incluso en momentos de escasez del recurso hídrico.

Por otra parte, la eventual demora de Hidroituango para entrar en operación, por cuenta de la crisis ocurrida en 2018, destaca la importancia de acelerar la entrada de *proyectos de generación de todo tipo* que garanticen la oferta al Sistema. En este aspecto, 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.

Acción pública. Avanzar en el desarrollo de incentivos temporales para el desarrollo de FNCER adicionales a los de la Ley 1715 de 2014.

La Ley 1715 de 2014 estableció incentivos tributarios, arancelarios y contables para abaratar los costos fijos de estas tecnologías y propiciar su entrada al parque generador. No obstante, a la fecha, la participación de este tipo de tecnologías no se ha incrementado y representa alrededor del 1 % de la capacidad instalada. En el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, el Gobierno nacional introdujo los siguientes incentivos adicionales a los contemplados por la reglamentación vigente: (1) extender la deducción del impuesto de renta de 5 a 15 años para proyectos de generación a partir de FNCER, (2) exclusión automática del IVA para la importación de paneles solares fotovoltaicos, inversores de energía y controladores de carga, y (3) obligar a los comercializadores del mercado a adquirir entre el 8 % y el 10 % de su energía proveniente de FNCER para abastecer a la demanda regulada.

Por otra parte, tal como se ha insistido en informes anteriores, es necesario avanzar en ajustes regulatorios o técnicos que mejoren las condiciones de mercado para este tipo de tecnologías, especialmente después de que la primera subasta de energías renovables quedara desierta en el mes de febrero. Esta situación fue corregida con los pliegos de la segunda subasta de contratos de largo plazo, que introdujo las siguientes modificaciones: (1) podrán participar proyectos nuevos con capacidad mayor o igual a 5 MW, (2) los contratos tendrán un mecanismo de financiación que es “pague lo contratado”, lo cual brindará mayor certidumbre a los comercializadores, (3) la subasta se hará por bloques horarios de acuerdo a la oferta que realicen los generadores, y (4) los plazos de ejecución de los contratos se extiende a 15 años, garantizando de esta forma la viabilidad financiera de los proyectos.

Acción pública. Garantizar que la metodología de estimación del caudal ambiental no afectará la confiabilidad del Sistema.

De acuerdo con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Minambiente), el caudal ambiental se define como el “volumen de agua por unidad de tiempo, en términos de régimen y calidad, requerido para mantener el funcionamiento y resiliencia de los ecosistemas acuáticos y su provisión de servicios ecosistémicos” (Decreto 050 de 2018). Desde 2008, Minambiente ha venido trabajando en la definición y reglamentación de la estimación del caudal ambiental, lo que podría afectar a los proyectos de generación existentes y futuros, poniendo en riesgo la confiabilidad del Sistema.

La UPME, XM y el Consejo Nacional de Operación (CNO), utilizando una guía metodológica publicada por Minambiente en 2017, estimaron que el aprovechamiento máximo del caudal para 24 hidroeléctricas del Sistema podría reducirse en promedio a niveles entre el 28 % y el 44 % de su media mensual, limitando así la energía eléctrica que pueden entregar al SIN. Esto generaría riesgos sobre la atención a la demanda, especialmente en periodos de baja hidrología.

En ese sentido, es primordial que la reglamentación de la estimación del caudal ambiental no aplique a aquellos proyectos existentes o que ya tengan una fecha definida para su entrada en operación. Por otra parte, si se considera que solo afectará a proyectos futuros, deben definirse unos lineamientos generales que permitan armonizar y compa-



CONFIABILIDAD

tibilizar los diferentes usos del agua, asegurando de esta manera tanto la protección y sostenibilidad del recurso hídrico, como su contribución vital a la generación eléctrica.

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

Por primera vez 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 energética⁷. Buena parte de las plantas térmicas existentes y las que se prevé entren en operación en los próximos años utilizarán gas natural al ser un combustible fósil más barato y menos contaminante (UPME, 2018c). 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.

Lo anterior, implica que el país incentive decididamente la exploración y explotación de yacimientos de gas en el te-

ritorio nacional. En relación con los yacimientos no convencionales, la misión de expertos convocada por el Ministerio de Minas y Energía (Minenergía) avaló la factibilidad de este método de extracción en Colombia, siguiendo una serie de recomendaciones y realizando proyectos piloto (Minenergía, 2019). Por otra parte, se debe fortalecer una estrategia de importación de gas natural licuado (GNL) a través de plantas de regasificación en los momentos en que el precio internacional sea menor al nacional, o la oferta local no pueda satisfacer a la demanda.

En ese sentido, resulta positivo que en el transcurso de este año la UPME deje sentadas las bases para que sea adjudicada la planta de regasificación de Buenaventura, la cual entraría en operación en el año 2024 y atendería la demanda de gas natural del país, incluyendo la demanda térmica para la generación de energía. Esto contribuiría a minimizar el riesgo de desabastecimiento y se sumaría a la actual planta de regasificación de Cartagena, la cual respalda las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de algunos operadores térmicos de la región Caribe.

7. Minenergía convocó en el mes de mayo la misión de transformación energética, la cual tiene entre sus focos de estudio: (1) el rol del gas en la transformación energética del país, (2) ajustes regulatorios al mercado del gas en Colombia e (3) identificación de mecanismos que aseguren el abastecimiento del recurso en el mediano y largo plazo.



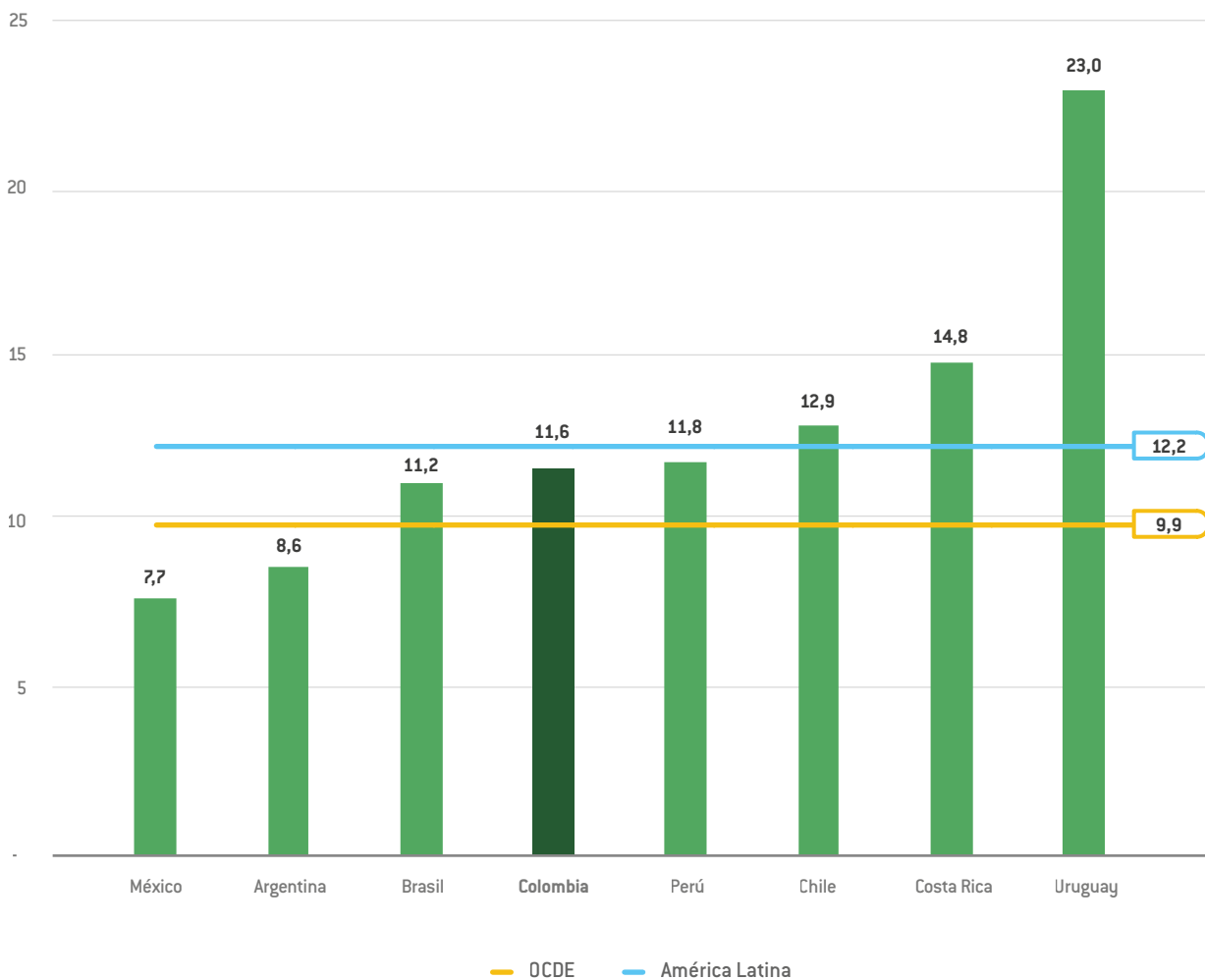
PRECIO DE LA ENERGÍA

Si bien mayores precios de la energía afectan la competitividad y productividad empresarial, especialmente en aquellas industrias en las que este recurso es determinante en su estructura de costos, esta variable por sí sola no permite extraer una conclusión definitiva sobre la institucionalidad energética de Colombia. De manera que parte del análisis que resulta pertinente en este aspecto tiene que ver con la conveniencia de los mecanismos de fijación de precios y el impacto estimado que puedan tener ciertos sobrecostos sobre la tarifa de la energía.

En particular, Colombia presenta un precio de la energía cercano al promedio de América Latina. A corte de 2016, el país ocupó la séptima posición en la región entre los países con mayores tarifas de energía para el sector industrial (Gráfica 3). En comparación con los países miembros de la OCDE la brecha es mayor, con una diferencia promedio de USD 1,7 centavos por cada kilovatio hora consumido.

Gráfica 3. Tarifas de electricidad para el sector industrial (USD centavos por kWh). Colombia y países de referencia, 2016.

En Colombia el precio promedio de la energía, después de impuestos, para el sector industrial es de USD 11,6 centavos por kWh, inferior al promedio de América Latina, pero superior en 15,2 % al promedio OCDE.





PRECIO DE LA ENERGÍA

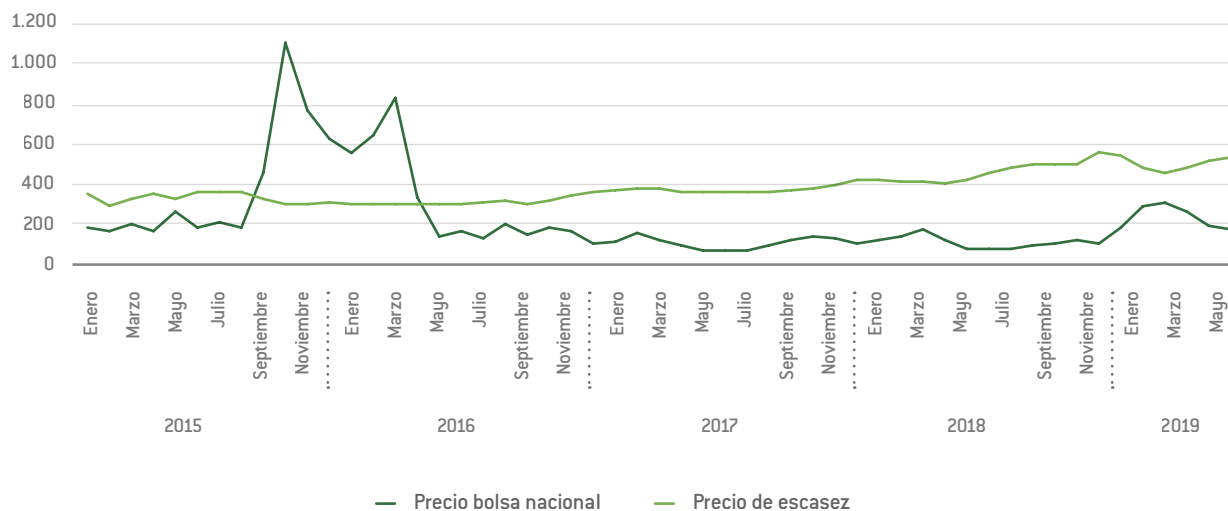
Durante 2018 y lo que va corrido de 2019, el precio promedio diario de la energía en bolsa ha continuado por debajo del precio de escasez y con valores promedio inferiores a los COP

200 por kWh (Gráfica 4). Por su parte, el precio de escasez ha venido aumentando desde 2017 producto de la recuperación en los precios internacionales de los combustibles fósiles.

Gráfica 4. Evolución de los precios de la energía. Colombia, 2015-2019.

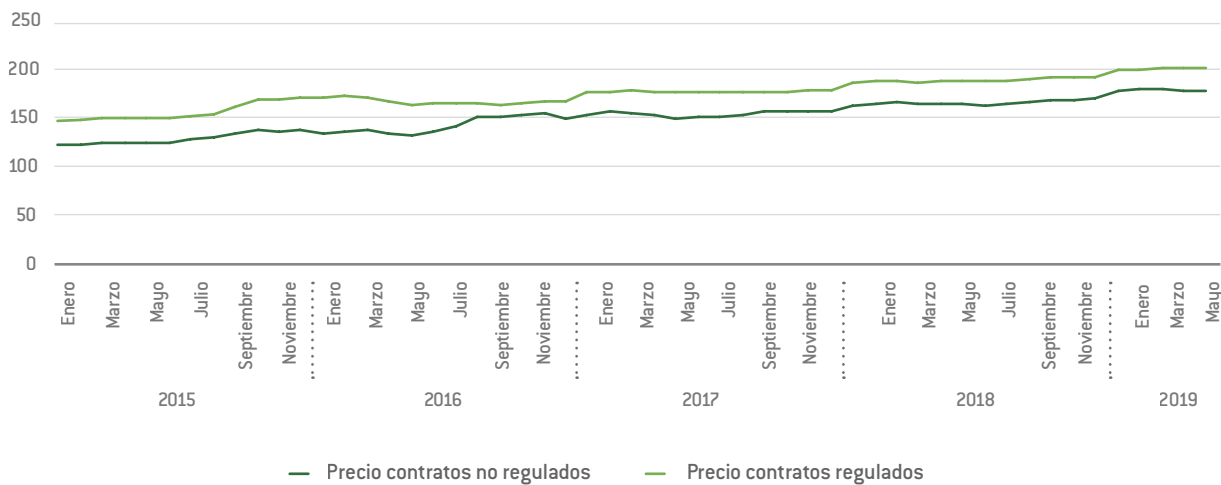
El precio de escasez de la energía ha empezado a crecer a partir de 2017 debido a la recuperación en los precios internacionales del petróleo. Los precios de los contratos regulados y no regulados se han incrementado a partir de 2018, aunque permanecen por debajo de los COP 200 kWh.

4a. Promedio del precio mensual de la energía en bolsa nacional y precio de escasez (COP corrientes). Colombia, 2015-2019.



Fuente: XM, 2019. Cálculos: CPC.

4b. Promedio de precios mensuales de contratos regulados y no regulados (COP corrientes). Colombia, 2015-2019.



Fuente: XM, 2019. Cálculos: CPC.



PRECIO DE LA ENERGÍA

Por otra parte, los precios de los contratos bilaterales entre comercializadores y usuarios regulados y no regulados han sido superiores a los del promedio de la bolsa nacional. A partir de 2018 hasta la actualidad, el valor de los contratos ha venido aumentando por cuenta de lo acontecido con Hidroituango y su posible incapacidad para cumplir con los acuerdos de entregar energía en los tiempos inicialmente previstos. Este hecho ha obligado a los consumidores a buscar otros agentes en el mercado para cubrir sus necesidades de energía en el mediano plazo.

Finalmente, otro de los factores que han impactado negativamente la tarifa final de energía que pagan los usuarios, son las contribuciones destinadas a subsidiar el consumo de

los hogares de los estratos 1, 2 y 3. En relación con esto, el monto de los subsidios a la energía alcanzó los COP 2,7 billones en 2018, mientras que las contribuciones de los usuarios comerciales y de los usuarios residenciales de los estratos 4, 5 y 6 llegaron a COP 1,1 billones. La diferencia entre ambos montos, la cual debe ser cubierta año a año por el Estado, fue de COP 1,6 billones en este periodo (Gráfica 5).

Si bien un hecho positivo fue el desmonte de la contribución del 20 % de la facturación de energía que pagaban los usuarios industriales para subsidiar a los estratos 1, 2 y 3 a partir del año 2012 (Ley 430 de 2010), el déficit que se generó por cuenta del menor recaudo ha tenido un impacto negativo sobre las finanzas públicas.

Gráfica 5. Subsidios a la energía para los estratos 1, 2 y 3, y contribuciones en Colombia, 2010-2018 (COP billones).

En 2018, el costo para el Estado de los subsidios de energía de los estratos 1, 2 y 3 fue de COP 1,6 billones.



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2019. Cálculos: CPC.

RECOMENDACIONES

Acción pública. Actualizar los requisitos técnicos para conectar los sistemas de autogeneración y generación distribuida al SIN, poner en marcha una plataforma de información para entrega de excedentes e impulsar los sistemas de medición inteligente.

Con la expedición de la Resolución CREG 030 de 2018 sobre autogeneración a pequeña escala (hasta un megavatio), generación distribuida y la venta de excedentes al sistema interconectado, se puede afirmar que el cuerpo general de la reglamentación e incentivos producto de la Ley 1715 de 2014 en lo referente a autogeneración ha sido desarrollado.

No obstante, es necesario que Minenergía y otras entidades regulatorias 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, lo que implica la actualización del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (Retie), vigente desde 2005 en el país (Minenergía, 2017). Además, como lo afirma 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.

Por otra parte, de acuerdo con las Resoluciones 40072 de 2018 y 40483 de 2019 de Minenergía, es fundamental impulsar el uso de sistemas de medición inteligente que permitan a los usuarios, entre otras cosas, entregar sus excedentes de autogeneración y obtener su liquidación económica de forma inmediata. Así mismo, la adopción de este tipo de tecnologías será la puerta de entrada para la creación de redes inteligentes que incluyan la automatización de la distribución y la integración de recursos distribuidos al Sistema.

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. Definir un esquema que facilite la participación de la respuesta de la demanda en el mercado.

La Ley 1715 de 2014 definió que la CREG debe instituir los mecanismos regulatorios necesarios para incentivar la respuesta de la demanda en periodos punta y procurar el aplazamiento de la curva de demanda. A través de la Resolución 011 de 2015, la entidad adoptó las normas para regular el programa de respuesta de la demanda en el mercado diario en condición crítica, es decir cuando el precio de bolsa es superior en 8 % al precio de escasez. Sin embargo, es necesario 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.

Lo anterior haría posible mayores niveles de competencia, pues desincentivaría el potencial ejercicio de poder de mercado de agentes particulares (EY, 2016), 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. Esto debe acompañarse de un esquema de incentivos económicos dirigido a los consumidores regulados y no regulados, de tal forma que reduzcan su consumo en momentos críticos para los sistemas de generación y transmisión del SIN (ANDI, 2018).

Acción pública. Evitar el incremento de las transferencias del sector eléctrico (TSE).

Las transferencias del sector eléctrico son una contribución parafiscal con destinación específica que las empresas generadoras de energía deben entregar a los municipios y a las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR). Para los proyectos hidroeléctricos la transferencia es de 6 % sobre las ventas brutas de energía, mientras que para los térmicos es 4 % (Ley 99 de 1993 y Ley 1450 de 2011).

Con la Resolución CREG 010 de 2018, que cambió la metodología para definir la Tarifa de Venta en Bloque de energía, la liquidación de las TSE experimentó un incremento de 53 % en 2018. Este cambio, según la Asociación Colombiana de Generadores, se traducirá en un sobre costo de las tarifas de energía entre 2019 y 2031 de cerca de COP 2,4 billones.

Para el caso de las CAR, las TSE deben utilizarse para compensar o restaurar las afectaciones causadas sobre los

PRECIO DE LA ENERGÍA



ecosistemas por las plantas generadoras de energía. Sin embargo, de acuerdo con una auditoría de la Contraloría General de la República a seis CAR⁸, se evidenció que los recursos estaban siendo destinados a actividades diferentes a aquellas para las cuales fue creada la contribución. Dado que las TSE terminan por afectar la competitividad empresarial y que, además, no están cumpliendo en algunos casos con el objetivo por el cual fueron creadas, es fundamental evitar su incremento en los próximos años.

Por otra parte, para el caso de las FNCER, las cuales no eran objeto de esta contribución, el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 incluyó una transferencia de 1 % sobre el valor de las ventas brutas para este tipo de proyectos. Los recursos recaudados se distribuirán de la siguiente forma: 60 % para las comunidades étnicas y 40 % para los municipios aledaños a las áreas de influencia del proyecto. Así mismo, se estableció una destinación específica de los recursos para financiar proyectos de infraestructura, servicios públicos y saneamiento básico en las comunidades.

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

Garantizar certidumbre jurídica, un marco regulatorio sólido y la confianza de los regulados, es fundamental para el mercado de energía del país. Es por eso que, tal como lo propone la OCDE (2014) en su estudio sobre la política regulatoria en Colombia, 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. En ese sentido, es deseable garantizar la autonomía o independencia de los ocho comisionados expertos de la CREG, nombrados por el presidente de la República, así como evitar la injerencia de los Ministerios de Minas y Energía y de Hacienda y Crédito Público en sus decisiones.

En algunos países de la OCDE en los que existen organismos regulatorios independientes, como el Reino Unido y los Estados Unidos, los miembros de las comisiones son propuestos y nombrados con la participación del Ejecutivo y del Legislativo. Por ejemplo, el presidente o el primer ministro proponen una lista reducida de candidatos y el Senado o el Parlamento participan en el proceso de selección.

Los miembros elegidos de las juntas están sujetos a mandatos escalonados, con el fin de separar el mandato de las comisiones de regulación del mandato de los Gobiernos. De esta forma, se limita la pérdida del conocimiento corporativo cuando los miembros de la junta terminan sus funciones, y se evita la incertidumbre regulatoria que ocurre cuando se renuevan al mismo tiempo todos los miembros de la comisión. Este tipo de mecanismos incluye, a su vez, lineamientos y políticas claras en cuestión de conflictos de intereses.

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

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 2,7 billones en 2018, de los cuales el Estado aportó cerca de COP 1,6 billones, mientras que los usuarios comerciales y los residenciales de los estratos 4, 5 y 6 contribuyeron en COP 1,1 billones. Resulta apremiante avanzar hacia un uso óptimo de este instrumento, que permita una asignación eficiente de los recursos hacia los hogares que realmente los necesitan⁹. En atención a esta necesidad, el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 amplió la vigencia de los subsidios a la energía hasta el año 2022 y estableció los lineamientos básicos para que exista un cruce entre las bases de datos de estratifica-

8. Corpoguvio, Corantioquia, Corpogujaira, Cornare, regional del Atlántico y Cundinamarca.

9. Este tema también es abordado por la Misión de Transformación Energética en el foco de estudio N° 4.



PRECIO DE LA ENERGÍA

ción con la información socioeconómica de los hogares. A través de este mecanismo se busca avanzar hacia una mejor focalización.

Si bien tales iniciativas resultan pertinentes, existen algunas alternativas adicionales que podrían mejorar el esquema actual de subsidios. En primer lugar, desmontar el subsidio que reciben los hogares pertenecientes al estrato 3, que en 2018 equivalió a COP 199 mil millones. De acuerdo con la Encuesta de Calidad de Vida de 2015, el 73 % de estos hogares pertenecen al 40 % más rico de la población, lo que hace regresivo el subsidio. De forma paralela, se debe avanzar en la actualización catastral de los municipios, de modo que la es-

tratificación refleje de mejor manera las condiciones socioeconómicas de los hogares.

Por otra parte, tal como lo estipula el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, es factible avanzar en la actualización del consumo básico de subsistencia sobre el cual se calcula el monto del subsidio. El ajuste de este indicador deberá reflejar los avances en materia de eficiencia energética por cuenta de los adelantos tecnológicos de los últimos años, a la vez que se convierte en un mecanismo que premie a aquellos usuarios que usen de forma eficiente y racional la energía. El consumo de subsistencia ha permanecido igual desde el año 2007 [Resolución 355 de 2004 de Minenergía].



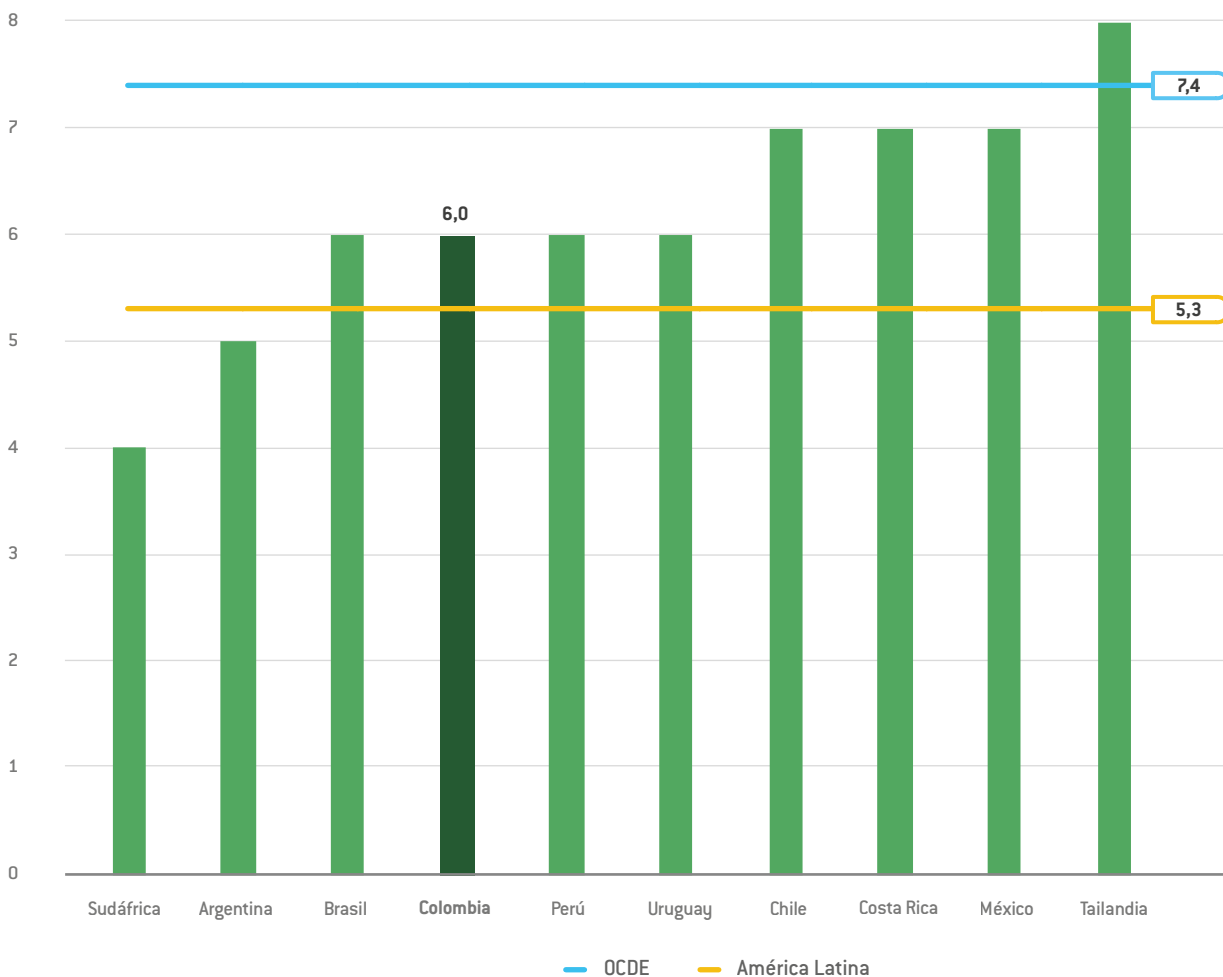
CALIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

La ausencia de cortes de energía resulta ser un factor determinante para incrementar la productividad de las empresas, especialmente de las pequeñas y medianas, y de las industrias intensivas en el uso de energía (Arlet, 2017). Esto se debe a que 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.

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 (entre 0 y 8, siendo 8 el mejor resultado). Colombia y países de referencia, 2018.

A pesar de que Colombia presenta un mejor desempeño en materia de fiabilidad del suministro eléctrico y transparencia de las tarifas que el promedio de América Latina, el país aún enfrenta importantes retos en este indicador en comparación con los países de la OCDE.



Fuente: Banco Mundial, 2019.



CALIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

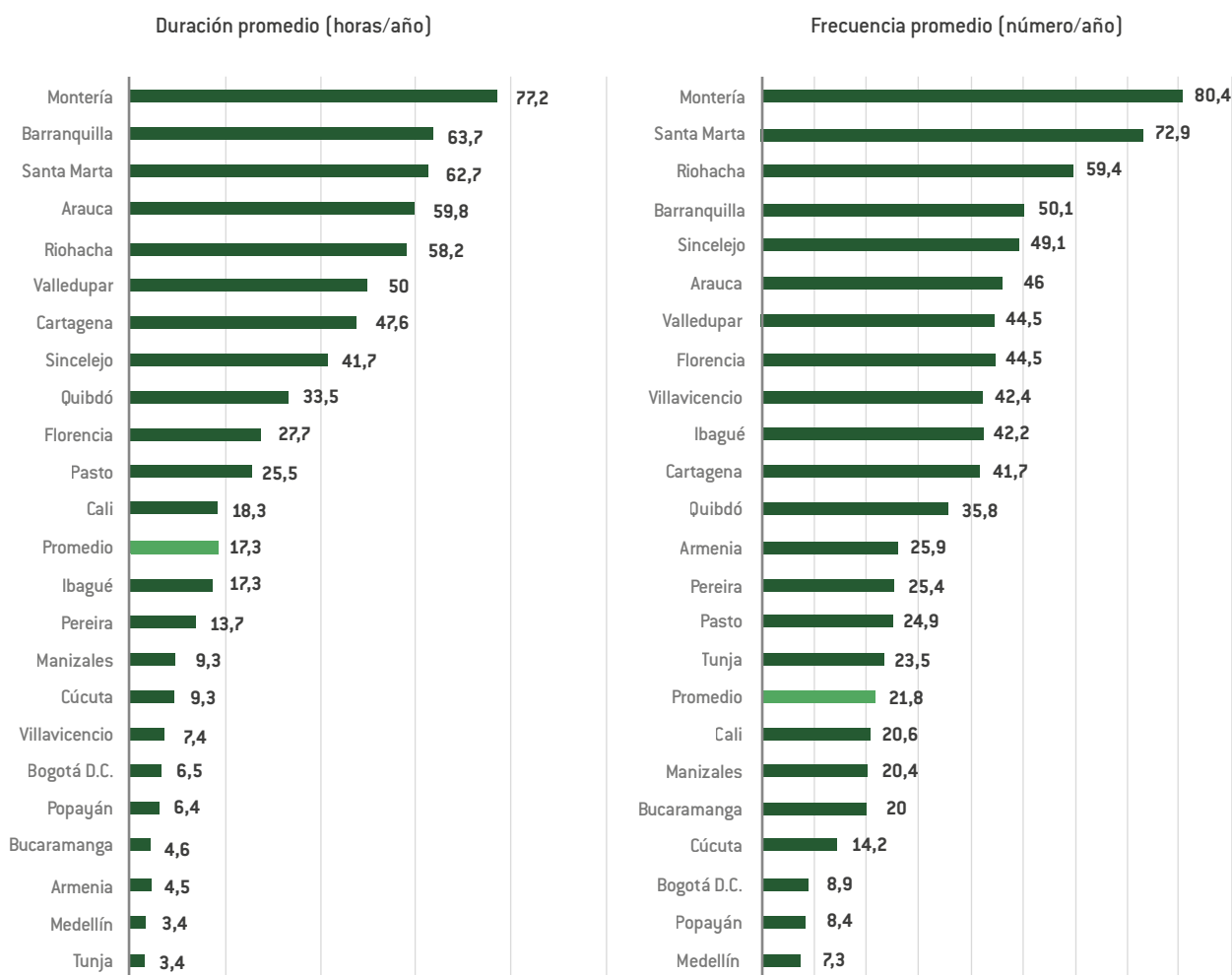
A nivel nacional, de acuerdo con información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Superservicios, 2019), la duración promedio de las interrupciones del servicio de energía se ubicó alrededor de 17,3 horas por usuario en 2018, mientras que la frecuencia con que este tipo de sucesos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

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 estuvieron 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 que les presta el servicio (Superservicios, 2019).

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. Determinar los referentes de calidad para los operadores de red de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018.

En el *Informe nacional de competitividad de 2017* se planteó la necesidad de definir los indicadores *SAIDI* y *SAILFI* como instrumentos para dar cuenta de la calidad en la prestación del servicio de energía, en reemplazo de los instrumentos vigentes establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008. Según la Superservicios (2019), estos indicadores resultaban insuficientes para inducir una mayor calidad en la prestación del servicio de energía.

A través de la Resolución CREG 015 de 2018, que establece una metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN, se avanzó en este sentido al definir la medición de calidad a través de los indicadores propuestos en el informe, 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. La resolución, además, determina las condiciones para que los operadores de red destinen recursos a la modernización de la infraestructura utilizada en la distribución, y de esta forma disminuyan las pérdidas de energía.

Dado esto, es fundamental que la CREG determine antes de que finalice 2019 los referentes para cada uno de los operadores de red que permitan verificar el cumplimiento o incumplimiento de las metas de calidad para los años siguientes. Esto haría posible la entrada del nuevo sistema a partir de 2020.

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

De acuerdo con Superservicios (2019) el modelo actual de reporte de información por parte de los distribuidores de energía y los operadores de red, donde envían periódica-

mente datos relativos a las interrupciones que sufre el servicio que prestan, ha inducido a que los prestadores reporten información falsa a las autoridades y afecten las tarifas que pagan los consumidores.

Por lo anterior, la Superservicios emprendió un piloto en 2017 que consiste en hacer un monitoreo en tiempo real del sistema de gestión de distribución de algunos operadores, para obtener información acerca de la ocurrencia de interrupciones en el servicio y el manejo que se le dio hasta su normalización.

El seguimiento en tiempo real de la información permite identificar en qué momento se presentan diferencias entre la información reportada y la monitoreada por Superservicios, así como hacer seguimiento a las anomalías desde que se presentan hasta que se resuelven.

Avanzar hacia un modelo de monitoreo y control sobre la prestación del servicio de energía en tiempo real, a través de la instalación de terminales de acceso remoto del regulador al sistema de administración de cada distribuidor, es fundamental para garantizar una mejor calidad del servicio en el mediano y largo plazo (Banco Mundial, 2016).

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.



EFICIENCIA EN EL USO DEL RECURSO

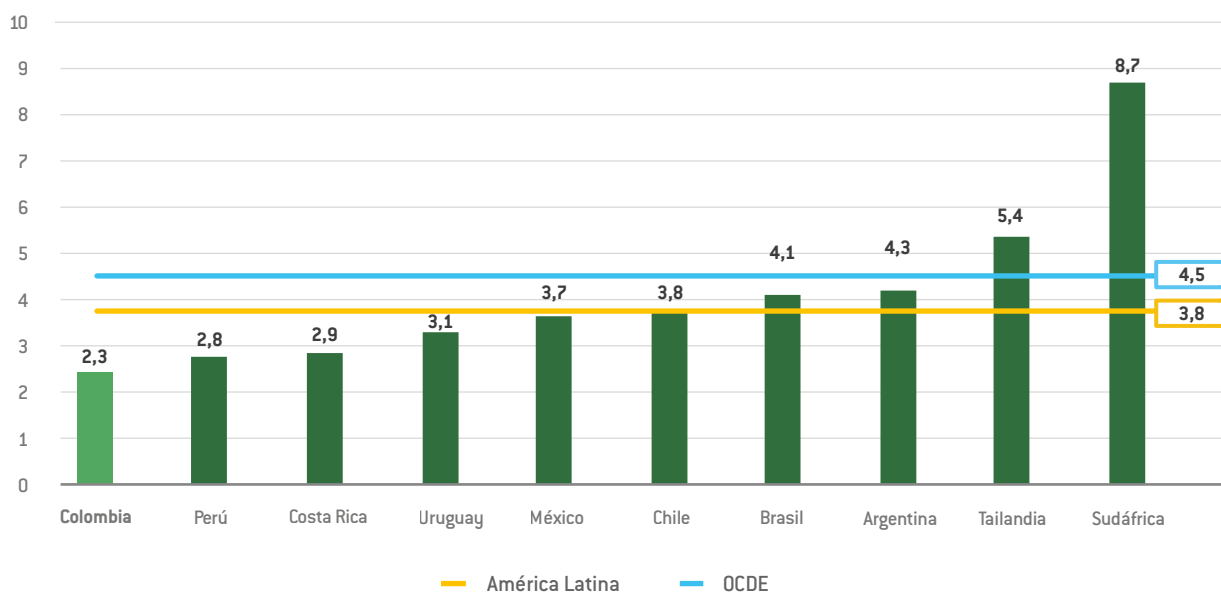
Colombia presenta un buen desempeño aparente en materia de intensidad energética. El aparato productivo nacional utilizó 2,3 megajulios por cada dólar producido del PIB en 2015. Esto es el 59 % de la energía que usa el promedio de América Latina (3,8 MJ/USD) y la mitad de la que utilizan los países miembros de la OCDE (4,5 MJ/USD). En los últimos diez años, este indicador se ha reducido considerablemente al pasar de 2,8 MJ/USD a 2,3 MJ/USD, lo cual representa una disminución promedio anual de 2,3 % (Gráfica 8).

Este buen desempeño, sin embargo, no obedece a un alto grado de eficiencia energética de la economía, sino que es el resultado de las características propias de su estructura productiva, en la que predominan sectores como el de servicios y otras actividades conexas, los cuales son menos intensivos en el uso de la energía en comparación con otros sectores económicos como la minería y el transporte.

Al analizar la intensidad energética por actividad económica, se encuentra que el sector transporte presenta el mayor va-

Gráfica 8. Intensidad energética (MJ/PIB). Colombia y países de referencia, 2015.

Colombia presenta un buen desempeño en materia de intensidad energética como resultado de la estructura productiva de su economía en la que predominan sectores con un uso relativo de la energía sustancialmente bajo.



Fuente: Banco Mundial, 2019.

lor con 2,21 BEP¹⁰/millones COP. Seguido del sector industrial con 0,96 BEP/millones COP, el sector comercio, restaurantes y hoteles con 0,17 BEP/millones COP, y la explotación de minas y canteras con 0,07 BEP/millones COP¹¹ (Enersinc, 2017).

Para el caso específico del sector industrial, la UPME realizó en 2014 un estudio para determinar y priorizar alternativas de eficiencia energética para 13 subsectores manufactureros. Entre los principales hallazgos se encontró

una baja adopción por parte de las empresas de planes de eficiencia energética, específicamente en energía eléctrica, a pesar de tener un ahorro potencial entre el 5 % y el 30 % del consumo (Corpoema-UPME, 2014). Los esfuerzos encaminados a lograr un mejor uso y aprovechamiento del recurso energético en la economía impactarán positivamente la estructura de costos de las empresas y, por ende, sus niveles de productividad.

10. Barriles equivalentes de petróleo

11. Por tratarse de consumo de energía a partir de derivados de petróleo, su huella de carbono es mayor a la de otros sectores.

RECOMENDACIONES

Acción pública. Implementar proyectos de eficiencia energética en dependencias gubernamentales.

En julio de 2019 Minenergía, a través del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge) dio inicio al Programa de Auditorías Energéticas en 33 instalaciones de entidades públicas del orden regional. Estas se realizaron en siete ciudades del país y tuvieron como objetivo lograr un ahorro en el consumo de 1.375 MWh a partir de su implementación. Además de los potenciales ahorros que representan este tipo de iniciativas, las organizaciones públicas pueden convertirse en referentes del orden local, regional y nacional como ejemplos de proyectos piloto que puedan ser replicados en todo el país.

Para avanzar en este aspecto, es necesario adelantar una reglamentación que brinde mayor flexibilidad a las entidades gubernamentales para destinar parte de sus recursos del presupuesto de inversión hacia proyectos de eficiencia energética dentro de sus edificaciones. En ese sentido, el Ministerio de Hacienda, en sus facultades de coordinador del presupuesto público, puede habilitar un rubro presupuestal específico que les permita a estas entidades disponer y ejecutar parte de sus recursos para mejoras en materia de iluminación, ventilación y reconversión tecnológica de bajo consumo.

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

La Ley 697 de 2001 y la Resolución 186 de 2012 de Minambiente establecen beneficios tributarios que reducen el costo del capital para las empresas que realicen reconversión tecnológica. Entre 2017 y mayo de 2019 se habían presentado únicamente 125 solicitudes, de las cuales 70 obtuvieron concepto favorable por parte de la UPME y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA).

De acuerdo con la UPME (2016), las razones por las que el uso del incentivo es tan bajo están relacionadas principalmente con un aspecto normativo. Por un lado, las líneas de acción instauradas en la Resolución 186 son muy acotadas y dejan por fuera acciones potenciales de eficiencia energética para el sector industrial y, por otro, el proceso para tener acceso al beneficio es demasiado complejo y dispendioso.

En ese sentido, programas del Gobierno nacional como *Fábricas de Productividad* con su línea de acción de sostenibilidad, pueden contribuir en impulsar este tipo de iniciativas a través de los ejercicios de asesoría y acompañamiento que, desde el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (Mincit) y *Colombia Productiva*, se brindan a las empresas para implementar programas de eficiencia energética.

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

Con la expedición del Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ), las etiquetas informativas para consumidores de aparatos eléctricos en Colombia se vienen implementando desde 2015, y son exigibles desde el año 2016. Se estima que la aplicación del RETIQ ayudaría a disminuir en 1,3 millones de toneladas las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), lo que representa cerca del 2 % de las emisiones totales del sector de energía. En ese sentido, es necesario actualizar este tipo de reglamentos de forma periódica 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.

Así mismo, es fundamental lograr una mayor sensibilización de los usuarios finales acerca de los beneficios de la eficiencia energética en materia medioambiental y económica. Esto incluye un mayor conocimiento en la interpretación del etiquetado energético y de los distintos sistemas de medición del consumo de energía.



SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES

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 cobija 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.	Necesario avanzar en la reglamentación pertinente por parte de Minenergía y la UPME.
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
Avanzar hacia una mayor diversificación de la matriz energética nacional a través de la expansión de la capacidad instalada de fuentes convencionales y no convencionales	La confiabilidad del Sistema 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 efectiva provisión del servicio 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

SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES



Recomendación	Impacto /costo de oportunidad	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
Garantizar que la metodología de estimación del caudal ambiental no afectará la confiabilidad del Sistema	Según estimaciones de la UPME, XM y el Consejo Nacional de Operación (CNO), el aprovechamiento máximo del caudal para 24 hidroeléctricas del Sistema podría reducirse en promedio a niveles entre el 28 % y el 44 % de la media operativa mensual, limitando así la energía eléctrica que pueden entregar al SIN.	Minenergía	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 períodos de baja hidrología en el país, en los que la generación térmica entraría a satisfacer en mayor proporción a la demanda.	Minenergía, UPME y CREG	Acción pública
Actualizar los requisitos técnicos para conectar los sistemas de autogeneración y generación distribuida al SIN, poner en marcha una plataforma de información para entrega de excedentes e impulsar 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. Para esto es necesaria la actualización del Retie, el cual está vigente desde 2005. 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.	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 de 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
Evitar el incremento de las transferencias del sector eléctrico (TSE)	Con la Resolución CREG 010 de 2018, que cambió la metodología para definir la tarifa de venta en bloque de energía, la liquidación de las TSE experimentó un incremento de 53 % en 2018. Este cambio, según la Asociación Colombiana de Generadores, se traducirá en un sobrecosto de las tarifas de la energía entre 2019 y 2031 de cerca de COP 2,4 billones.	CREG, Minenergía y Congreso de la República	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



SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES

Recomendación	Impacto /costo de oportunidad	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
Replantear los subsidios a los estratos 1, 2 y 3	El monto de subsidios destinados a los estratos 1, 2 y 3 fue COP 2,7 billones en 2018, de los cuales el Estado aportó cerca de 1,6 billones, mientras que los usuarios comerciales y residenciales de los estratos 4, 5 y 6 contribuyeron en COP 1,1 billones.	Congreso de la República y Minenergía	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
Implementar proyectos de eficiencia energética en dependencias gubernamentales	Minenergía a través del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge) dio inicio al Programa de Auditorías Energéticas para 33 instalaciones de entidades públicas a nivel nacional. Estas se realizaron en siete ciudades del país y tuvieron como objetivo lograr un ahorro en el consumo de 1.375 MWh a partir de su implementación.	Gobierno nacional y Minhacienda	Acción pública
Facilitar el uso de los beneficios tributarios para eficiencia energética	Entre 2017 y mayo de 2019 se habían presentado únicamente 125 solicitudes, de las cuales 70 obtuvieron concepto favorable por parte de la UPME y la ANLA.	Minambiente y Minenergía	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

REFERENCIAS

- 1 ANDI. (2018). *Energía para la competitividad. 7 acciones prioritarias*. Versión de trabajo. Bogotá: Asociación Nacional de Empresarios de Colombia.
- 2 Arlet, J. (2017). *Electricity tariffs, power outages and firm performance: a comparative analysis*. Washington D.C.: The World Bank.
- 3 Banco Mundial. (2016). *Republic of turkey: Towards improving the service quality of electricity distribution companies*. Washington D.C.: Banco Mundial.
- 4 CGR. (2016). *Manejo de recursos del Cargo por Confiabilidad*. Bogotá D.C.: Contraloría General de la República.
- 5 Consejo Privado de Competitividad. (2017). *Informe Nacional de Competitividad 2017-2018*. Bogotá D.C.: Consejo Privado de Competitividad.
- 6 Consejo Privado de Competitividad. (2018). *Informe Nacional de Competitividad 2018-2019*. Bogotá: Consejo Privado de Competitividad.
- 7 Corpoema-UPME. (2014). *Determinación y priorización de alternativas de eficiencia energética para los subsectores códigos CIU 19 a 31 en Colombia a partir de la caracterización del consumo energético para sus diferentes procesos, usos y equipos de uso final*.
- 8 CREG. (2015). *Propuesta para la entrada de nuevas plantas de generación y la asignación del Cargo de Confiabilidad para plantas existentes*. Bogotá D.C.: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- 9 CREG. (2016). *Alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador*. Bogotá D.C.: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- 10 DNP. (2019). *Plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022*. Bogotá D.C. Departamento Nacional de Planeación.
- 11 Enersinc. (2017). *Energy demand situation in Colombia*.
- 12 EY. (2016). *Propuestas de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y conclusiones*. EY.
- 13 IDEAM. (2015). *Escenarios de Cambio Climático para Precipitación y Temperatura para Colombia 2011-2100 Herramientas Científicas para la Toma de Decisiones – Estudio Técnico Completo: Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático*. Bogotá D.C.: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
- 14 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*. Comisión Interdisciplinaria Independiente.
- 15 Minenergía. (2017). *Plan de acción indicativo de eficiencia energética 2017-2022*. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.
- 16 OCDE. (2014). *Estudio de la OCDE sobre la política regulatoria en Colombia. Más allá de la simplificación administrativa*. OECD Publishing.
- 17 Superservicios. (2019). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia*. Bogotá: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- 18 UPME. (2018b). *Incentivos tributarios - Ley 1715 de 2014*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 19 UPME. (2016). *Plan indicativo de eficiencia energética*. PAI PROURE 2017-2022. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 20 UPME. (2018a). *Plan de expansión de referencia. Generación - Transmisión. 2017 - 2031*. Bogotá D.C.: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 21 UPME. (2018c). *Proyección de gas natural en Colombia 2017 - 2031*. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 22 UPME. (2019). *Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia*. Febrero 2019. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 23 WEF. (2017). *The Global Competitiveness Report 2018-2019*. Ginebra: World Economic Forum.
- 24 World Energy Council. (2018). *World Energy Trilemma Index 2018*. World Energy Council.