



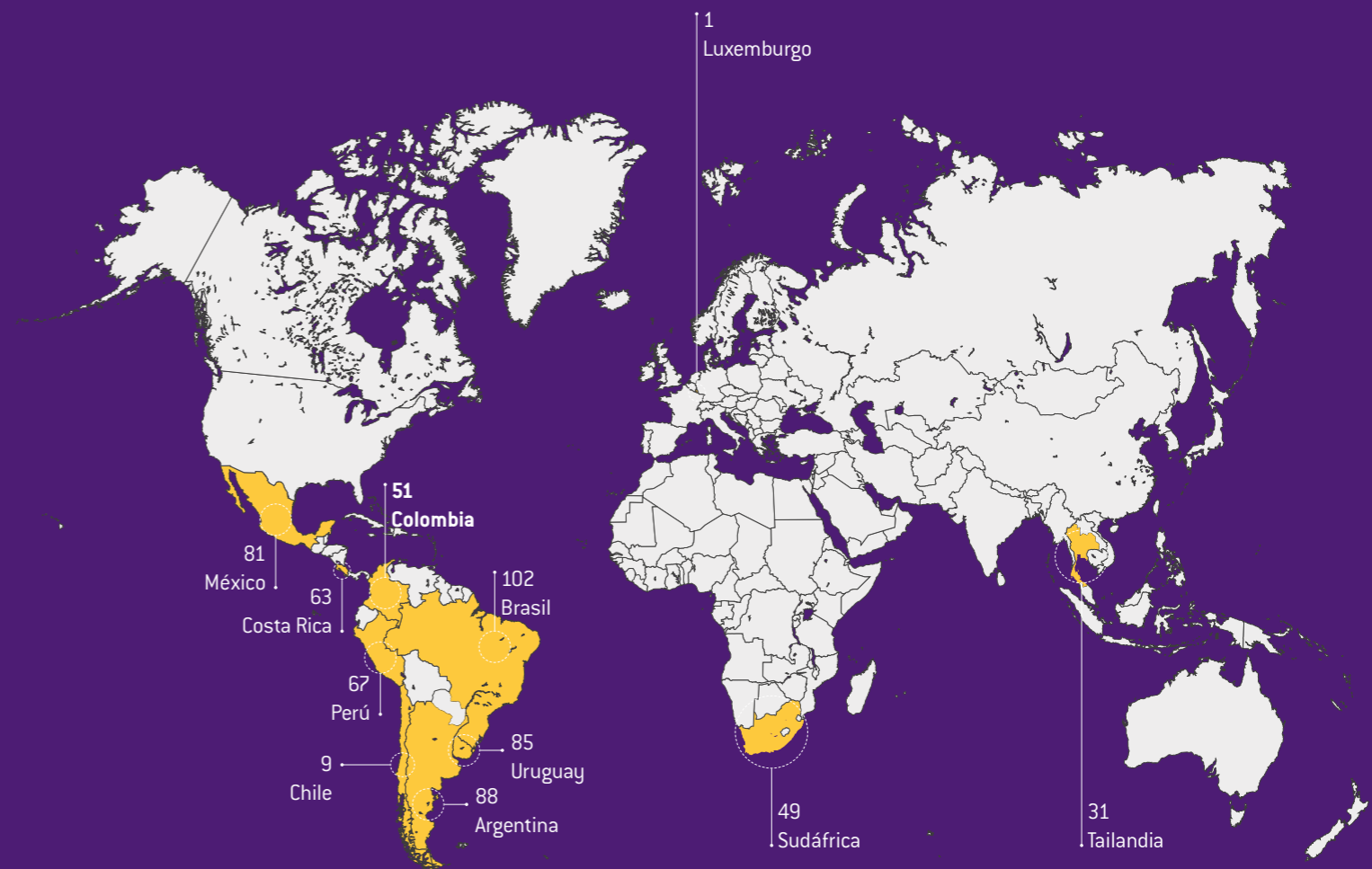
Paneles solares, Apartado, Antioquia



Mujer cocinando, cocina de leña



ENERGÍA



Carga transportada por el modo aéreo. Millones de toneladas por kilómetro recorrido. Fuente: Banco Mundial (2020).

ÁRBOL DE PROBLEMAS



ÁRBOL DE SOLUCIONES



PERFIL DE COLOMBIA EN MATERIA DE ENERGÍA

Tema	Indicador	Valor Colombia	Ranking en América Latina	Mejor país en América Latina (valor)	Promedio OCDE	Fuente
Panorama general	Ranking en el Energy Trilemma Index (de DDDd a AAAa)	ACAc	6 de 17	Uruguay (BBAb)	CAAa	World Energy Council (2021)
	Capacidad instalada de fuentes renovables, excluyendo hidroeléctrica (porcentaje del total)	1,5%	11 de 11	Uruguay (48,7%)	15%	XM (2022), IEA & OECD (2021)
Confiabilidad, cobertura y calidad	Capacidad instalada de fuentes fósiles (porcentaje del total)	26,0%	4 de 11	Costa Rica (0,8%)	54%	XM (2022), IEA & OECD (2021)
	Participación de la principal fuente de generación	71,9%	12 de 17	Guatemala (39,8%)	54%	XM (2022), IEA & OECD (2021)
	Número de días requeridos para obtener una conexión a energía permanente	88	13 de 17	Panamá (35)	74,8	Banco Mundial (2019)
	Población con acceso a energía eléctrica (%)	96,5%	9 de 17	Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, México (99%)	99,9%	SIEL (2018), Banco Mundial (2020)
	Calidad del suministro eléctrico (posición entre 141 países)	87	12 de 17	Chile (20)	32	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)	7,4	Banco Mundial (2019)
	Precio	Precios de la energía eléctrica para la industria (USD centavos/kWh)	12,6	10 de 14	Paraguay (4,2)	10,9
Eficiencia	Intensidad energética de la economía (TJ/PIB USD)	2,5	2 de 17	Panamá (1,5)	4,5	DANE (2021), Banco Mundial (2019)

Nota: la información reportada corresponde al último valor disponible.

INTRODUCCIÓN

El sector de energía es un activo estratégico para la economía, pues desempeña un rol fundamental como insumo del sector productivo y como servicio público, brindando mayor bienestar a la población. En particular, Colombia ha dado avances importantes hacia la modernización del sector. A partir de las leyes 142 y 143 de 1994 se reestructuró la dinámica del mercado de energía impulsando una mayor competencia y estableciendo un nuevo marco institucional y regulatorio. En 2006, con la adopción del cargo por confiabilidad, no solo se ha logrado ampliar la capacidad de generación, sino también introducir un componente contracíclico ante eventuales fenómenos climáticos.

En años recientes, han sido diversas las apuestas desde el Gobierno nacional y el sector privado para alcanzar la transición energética de la economía, entre estas se encuentran las subastas de energías renovables no convencionales¹, que permitirán ampliar la participación de estas fuentes de energía hacia el 12% de la capacidad efectiva de generación en 2023. Destacan también los esfuerzos en materia de movilidad eléctrica, almacenamiento de energía, respuesta de la demanda y eficiencia energética, con los cuales se espera contribuir a la descarbonización, digitalización y descentralización de la matriz eléctrica nacional.

Adicionalmente, desde la política pública el país cuenta con una batería de instrumentos, regulaciones, planes y estrategias que posicionan a Colombia como uno de los referentes a nivel mundial en materia de transición energética. Algunos de estos son la Misión de Transformación Energética, la Ley 2099 de 2021, la hoja de ruta para la adopción del hidrógeno en Colombia y, más recientemente, el CONPES 4075 de transición energética.

A pesar de los avances evidentes, los retos para el país continúan y no dan espera. En materia de confiabilidad, es importante garantizar una transición energética ordenada, sostenible y acorde a las características específicas de la economía. Para esto debe reconocerse el rol fundamental que tendrá el gas na-

tural como fuente de generación de respaldo, en un escenario esperado de mayor variabilidad climática en los próximos años.

Así mismo, en relación con la cobertura y calidad de los servicios de energía eléctrica y gas, se observan amplias brechas a nivel regional que limitan el desarrollo de las economías locales. En particular, en Colombia 495.000 hogares no cuentan con acceso a la energía eléctrica (SIEL, 2018), y 1,2 millones no tienen acceso a gas natural ni a otras alternativas como el gas licuado de petróleo (Minenergía, 2022b). Esto afecta sus niveles de bienestar y los obliga a utilizar energéticos menos eficientes para su subsistencia.

En cuanto a la estructura del mercado, es necesario estimular una mayor competencia y establecer un rol más activo de la demanda. Esto permitirá que se formen precios más eficientes, incidiendo de manera directa sobre la estructura de costos de las empresas, especialmente de aquellas que utilizan la energía de forma intensiva en su proceso productivo.

Por último, entendiendo que la eficiencia energética contribuye al aseguramiento del abastecimiento de energía y asiste de manera costo-efectiva en el aprovechamiento del recurso, resulta fundamental promover la adopción de nuevas tecnologías (de uso, medición y análisis), buenas prácticas operacionales y hábitos de consumo con el fin de optimizar el uso de la energía disponible.

Este capítulo se divide en tres secciones: (i) confiabilidad, calidad y cobertura; (ii) precio; y (iii) eficiencia en el uso del recurso. Allí se presenta un diagnóstico con recomendaciones prioritarias para avanzar en cada uno de estos aspectos. Adicionalmente, al cierre del documento se describe una iniciativa pública destacada implementada durante el último año.

Finalmente, en la versión de 2021 del capítulo se hicieron 13 recomendaciones, de las cuales cuatro han sido acogidas parcialmente. La presente edición formula 15 recomendaciones para que el país avance en materia de competitividad en su sector energético.

¹ El desarrollo de estas fuentes de generación se debe en buena parte a los incentivos contenidos en las leyes 1715 de 2014 y 2099 de 2021.

I. CONFIABILIDAD, COBERTURA Y CALIDAD

Asegurar el acceso, la continuidad y la suficiencia en la prestación del servicio de energía está relacionado con la capacidad que tiene la matriz eléctrica para abastecer la demanda, cumpliendo los requerimientos técnicos de calidad y anticipando cualquier eventualidad en el sistema (UPME, 2021). Las acciones orientadas a ampliar la cobertura y la capacidad de generación, así como a mejorar la calidad del servicio, contribuyen a lograr este objetivo.

En 2021, la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) aumentó en 1,6 % frente al año anterior, ubicándose en 17.762 MW. Este valor fue superior a la demanda máxima de potencia, la cual fue de 10.815 MW (XM, 2022), lo cual prevé un margen de reserva de potencia para mitigar posibles riesgos de desabastecimiento. En cuanto a las principales fuentes de generación, destaca la energía hidráulica, con una participación del 62,2% del total y una capacidad efectiva de 11.043 MW. En se-

gundo lugar se encuentra la generación térmica, que representa el 29,8 % de la capacidad instalada del sistema, con 5.295 MW.

Si bien el país se caracteriza por contar con una matriz eléctrica de bajas emisiones de carbono, la alta participación de su principal fuente de generación la hace vulnerable ante situaciones de variabilidad climática. En periodos de baja hidrología, la energía térmica entra a respaldar en mayor proporción la generación para abastecer la demanda. De hecho, el consumo de combustibles como el carbón y el gas incrementó sustancialmente en el primer semestre de 2020, en un contexto en el que los aportes hídricos presentaron su mayor disminución en 25 años y el nivel de los embalses se ubicó por debajo del 35 % (Gráfica 1).

Esta situación pone de manifiesto la necesidad de que el país avance decididamente en dos frentes: por un lado, en diversificar la matriz de generación eléctrica, de modo que se minimice el

riesgo de interrupción del servicio por cuenta del cambio climático; por otro, en garantizar la disponibilidad de combustibles fósiles en la economía para sustentar la generación térmica.

En relación con el primer frente, el país ha tenido éxito en la inclusión de fuentes renovables no convencionales (FNCER) en la matriz eléctrica. A partir de los resultados favorables en las subastas de contratos de largo plazo y de energía en firme por cargo por confiabilidad en los últimos tres años, se espera que la participación de estas fuentes de energía ascienda al 12 % de la capacidad efectiva de generación hacia 2023.

De otro lado, en el segundo aspecto, persiste la necesidad de que la economía amplíe las reservas de energéticos como petróleo y gas para asegurar el suministro nacional. De acuerdo con cifras de la Agencia Nacional de hidrocarburos (ANH, 2022), el horizonte temporal de abastecimiento de las reservas probadas de gas en Colombia es de 8 años, mientras que para el caso del petróleo es de 7,6 años (Gráfica 2).

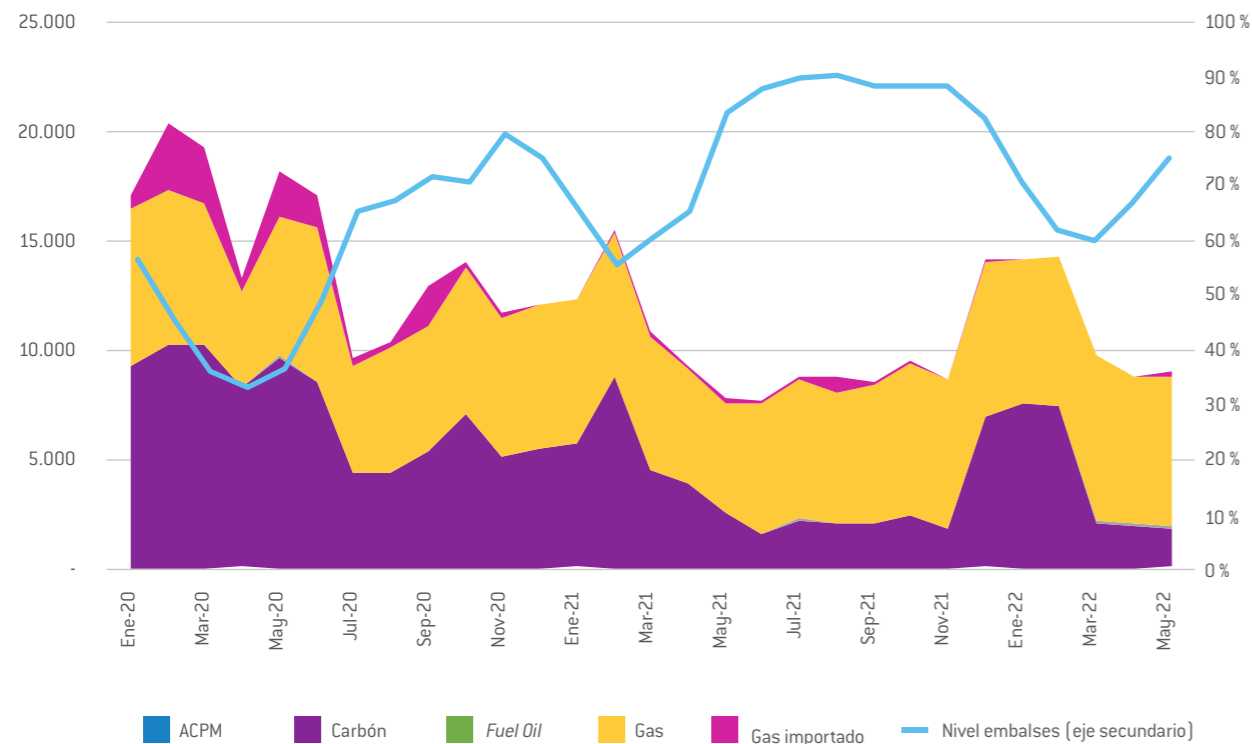
El uso de estos recursos es fundamental para la generación de energía. En los últimos tres años el gas natural representó el 52 % del consumo de combustibles destinados a la generación de energía térmica, seguido por el carbón, que participó con el 43 % (Gráfica 1). Adicionalmente, algunos derivados del petróleo como el diésel y el gas licuado de petróleo (GLP) son fundamentales para suplir la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas del país, al igual que en aquellas regiones en las que la infraestructura de gas natural no es costo-eficiente todavía.

Si bien, el Plan Energético Nacional (PEN) 2020-2050 de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2020b) establece que la dependencia de la economía al diésel y la gasolina se reducirá en los próximos años, este también señala que la electricidad y el gas natural serán los grandes móviles de la transición energética en Colombia. Estos representarán, en conjunto, el 42 % del consumo de energía hacia 2050². De ahí la importancia de garantizar la autosuficiencia del país en materia de estos energéticos.

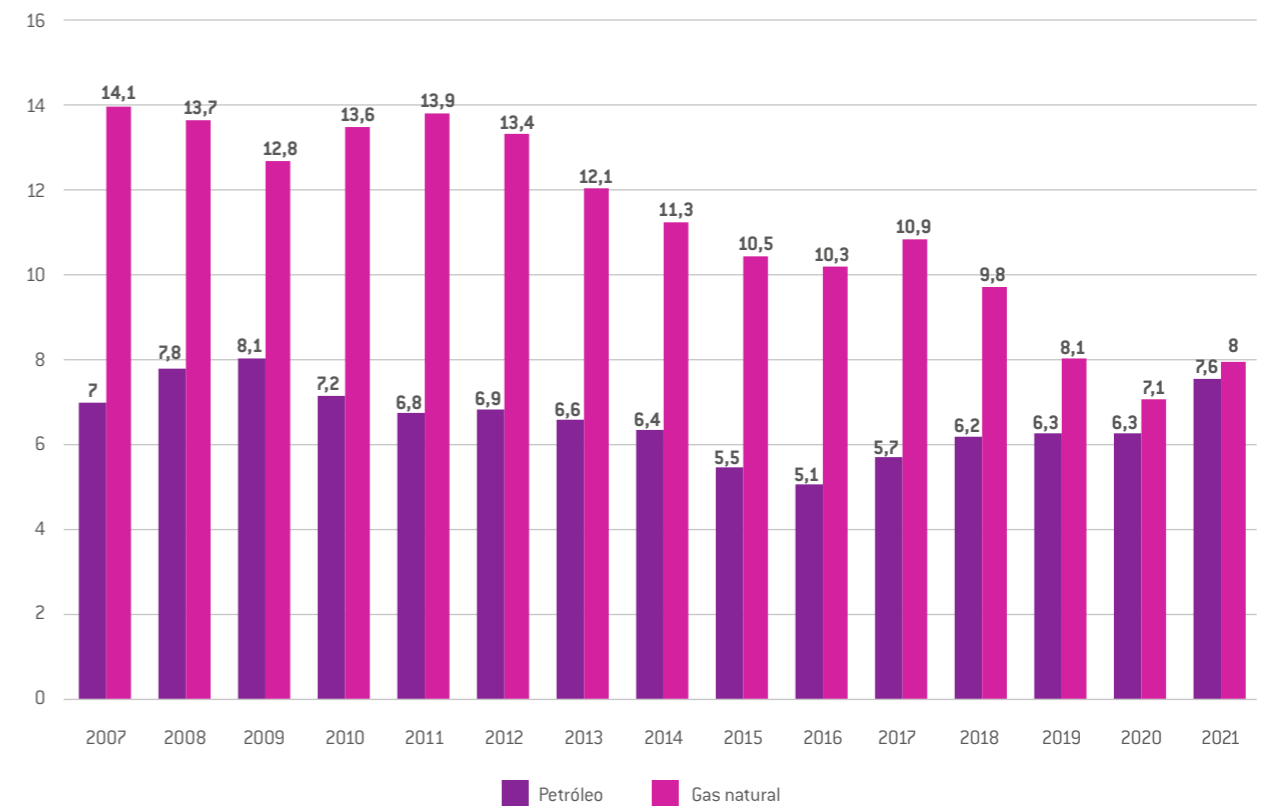
Gráfica 1. Confiabilidad de las fuentes de respaldo en la generación de energía eléctrica en Colombia.

El gas natural representó entre enero de 2020 y mayo de 2022 el 52 % del consumo de combustibles destinados a la generación de energía térmica. Sin embargo, las reservas probadas de este recurso en Colombia cuentan con un horizonte temporal de abastecimiento de tan solo 8 años.

a. Consumo de combustibles para la generación de energía (GBTU) y nivel de los embalses (%)



b. Años de abastecimiento de las reservas probadas de gas y petróleo en Colombia, 2007-2021



Fuente: XM (2022) y ANH (2022). Cálculos: CPC.

² El PEN establece cuatro escenarios de trayectoria para la matriz energética nacional, con base en las posibles tendencias que podría seguir la economía en términos de oferta y consumo de energía en los próximos años: [1] actualización, [2] modernización, [3] inflexión y [4] disrupción. Todos los escenarios planteados señalan una participación del gas y la electricidad en la demanda de energía mayor al 42 %. Ver más en: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energético_Nacional_2020_2050.pdf

Por otra parte, en relación con la cobertura de los servicios de energía eléctrica y de gas natural, persisten brechas a nivel regional en materia de acceso y calidad en la prestación de estos servicios. En energía eléctrica, el país registró una cobertura del 96,5 % en 2018; es decir, cerca de 495.000 hogares no contaban con acceso a electricidad, los cuales representan más de 1,5 millones de personas.

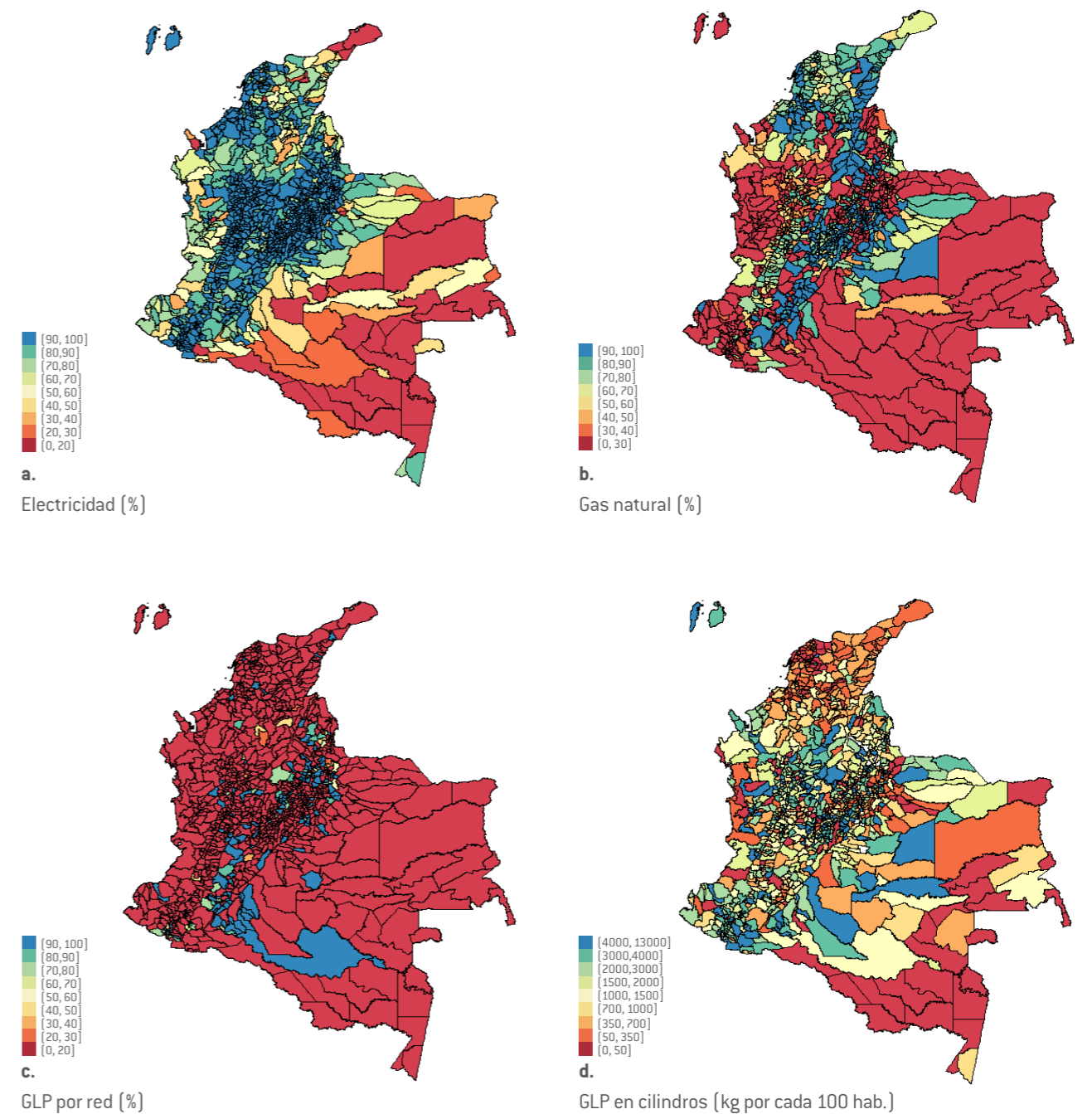
Parte de las limitaciones que han impedido alcanzar una cobertura universal del servicio están relacionadas con la dispersión geográfica de la población en zonas remotas del país, en donde la infraestructura de conexión eléctrica no está disponible. Esto es usual en un número importante de municipios de la región Pacífica, los Llanos-Orinoquía y la Amazonía [Gráfica 2a]. De hecho, en departamentos como Chocó, Vichada y Vaupés las tasas de cobertura son inferiores al 60 %.

En materia de gas natural domiciliario, la cobertura nacional fue de 82,7 % en 2021, con cerca de 10,6 millones de usuarios con conexión al servicio [Gráfica 2b]. Sin embargo, en departamentos como Arauca, Chocó, Guaviare y Nariño la cobertura del servicio se encuentra abajo del 40 %. Así mismo, en Amazonas, Guainía, San Andrés, Vaupés y Vichada la oferta del servicio es inexistente, debido a que la infraestructura de distribución hacia estos territorios no es costo-eficiente.

De manera alternativa a este servicio se encuentra el GLP³, el cual se distribuye a través de propanoductos o en forma de cilindros. De acuerdo con cifras de Minenergía [2022a], alrededor de 179.000 hogares acceden a GLP a través de redes, mientras que se estima que cerca de 3,4 millones de hogares hacen uso del recurso a través de cilindros [Gráficas 2c y 2d].

Gráfica 2. Cobertura de los servicios de energía eléctrica, gas natural y GLP a nivel municipal en Colombia, 2018 y 2021.

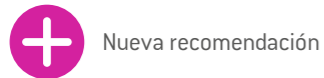
En Colombia persisten marcadas brechas a nivel regional en materia de cobertura de los servicios de electricidad y gas, lo cual afecta la competitividad de las economías locales.



Fuente: SIEL (2018) y Minenergía (2022a).

³ El servicio de GLP atiende principalmente a usuarios de los estratos 1 y 2 del país. El desarrollo de la infraestructura de redes ha sido cofinanciado por el Gobierno nacional y el sector privado. En cuanto a la distribución por cilindros, existe actualmente un programa de auxilios económicos destinado a subsidiar el consumo de GLP en seis departamentos, como parte de la estrategia nacional de sustitución de leña, carbón, gasolina y combustibles contaminantes para la cocción.

Recomendaciones



Nueva recomendación



Recomendación relacionada



Recomendación priorizada



Asegurar la confiabilidad y el suministro de energía a través de la diversificación de la matriz de generación nacional, y asegurar la aplicación de los mecanismos previstos en el cargo por confiabilidad para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica en el mediano y largo plazo.

Tal como se advirtió en el *Informe Nacional de Competitividad 2020-2021* (CPC, 2020), el coletazo de las restricciones impuestas por la pandemia del COVID-19 retrasó la ejecución de los proyectos de generación programados para entrar en operación a partir de 2022. Dicha situación se vio exacerbada por las demoras en el proceso de consulta previa con las comunidades.

Así, el aplazamiento en la entrada en operación de las 18 iniciativas, que abarcan todas las fuentes de generación (convencionales y renovables no convencionales), producto de las subastas de cargo por confiabilidad y contratos de largo plazo del 2019, llevaría a que las empresas seleccionadas con asignación solo comenzarían a entregar energía al SIN a partir de 2023. A lo anterior se suma la incertidumbre acerca de la entrada en funcionamiento de Hidroituango, cuyo cronograma de operación establece la realización de pruebas de agua hasta octubre del presente año.

De acuerdo con ANDEG (2021), a partir de las recientes proyecciones de demanda de energía eléctrica (UPME,

2022a), y considerando los retrasos en la ejecución de proyectos de generación en curso (Miel 2, Termosolo 1 y 2, Tumawind, Chemesky), el balance de energía firme será deficitario en el mediano plazo en alrededor de 5.200 GWH/año, a pesar de las asignaciones de energía a plantas existentes para las vigencias 2023-2024 y 2024-2025 (Resolución CREG 101004 de 2022).

Con lo anterior, el país requerirá no solo asegurar una subasta de expansión del cargo por confiabilidad para garantizar el abastecimiento a partir del año 2025, sino que, adicionalmente, será necesario evaluar la oportunidad de hacer uso de mecanismos establecidos por la regulación vigente para alcanzar el balance de energía firme a partir del año 2024 (Resolución CREG 071 de 2006). Entre estos se encuentran los esquemas de subastas de reconfiguración de compra, los contratos de energía en el mercado secundario, el mecanismo de *demanda desconectable voluntaria* y los activos de generación de última instancia.



Mejorar la planeación de los proyectos de generación y transmisión eléctrica, al igual que los de explotación, transporte e interconexión de gas natural.

En general la UPME define el momento en el cual se requiere determinada infraestructura de energía eléctrica y de gas natural. Una vez adjudicada la construcción de dicha infraestructura, es frecuente que los agentes que la desarrollan tengan demoras en la expedición de las aprobaciones ambientales y de consulta previa con las comunidades.

Estas demoras se traducen en sobrecostos para los consumidores, dado que no pueden disponer de los recursos más económicos en los sistemas de energía eléctrica y de gas natural. En el caso de la energía eléctrica, como consecuencia de los retrasos en la infraestructura de transporte, se incrementa el cargo de restricciones que paga la totalidad de la demanda eléctrica del país.

Para asegurar la entrada de los proyectos en los tiempos requeridos, se necesita, en primer lugar, agilizar la revisión de la documentación y

expedición de las licencias ambientales y consultas previas de estos proyectos. En segundo lugar, se requiere aumentar el periodo de planeación para la identificación de los proyectos, en reconocimiento del tiempo que actualmente está demorando la expedición de estos permisos. En tercer lugar, se debe generar informes periódicos de conocimiento público sobre la evolución del desarrollo de la infraestructura, para que los agentes puedan tomar las acciones correctivas pertinentes.

Por último, se requiere la participación del Ministerio del Interior en los procesos de consulta previa con el fin de facilitar los acuerdos con las comunidades a través de la delimitación de las exigencias a los proyectos. Lo anterior, para garantizar que las necesidades insatisfechas de estas sean cubiertas de manera balanceada entre el Estado y los ejecutores de los proyectos.



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

Debido a la reducción en las reservas de gas natural en el país, es necesario adelantar con urgencia acciones que garanticen la provisión de este recurso en los próximos años. De acuerdo con cifras de la ANH (2022), las reservas probadas de gas natural cuentan con un horizonte temporal de abastecimiento de ocho años.

En el más reciente *Plan de Abastecimiento de Gas Natural en Colombia*, la UPME (2020a) priorizó ocho proyectos de infraestructura⁴ de transporte de gas, con los cuales se busca ampliar la cobertura del servicio y la capacidad de distribución ante el incremento previsto en la demanda. Según cifras de esta entidad, se espera que el consumo de gas natural en el país alcance un crecimiento promedio anual de 0,5 % entre 2022 y 2036 (UPME, 2022a).

Entre los proyectos priorizados se encuentra la Planta de Regasificación del Pacífico, cuya adjudicación se declaró desierta en 2021, por lo que tendrá un nuevo proceso de convocatoria durante 2022. En este segundo intento se incluyeron algunos ajustes normativos, entre estos, aquellos relacionados con los riesgos de atraso que afecten la ejecución de la obra. Un aspecto recurrente en proyectos como este en el que podrían darse demoras es el

cumplimiento de la consulta previa con las comunidades y el licenciamiento por parte de la autoridad ambiental.

Es importante señalar que la planta de regasificación, que contará con una capacidad de 400 millones de pies cúbicos de gas por día, requerirá inversiones cercanas a los USD 700 millones, y se espera que entre en operación hacia 2026. Adicionalmente, contará con un gasoducto que la conectará con el Sistema Nacional de Transporte de gas en el municipio de Yumbo (Valle del Cauca).

Por otra parte, en relación con la producción doméstica de gas natural, es necesario dar continuidad a los proyectos de exploración y explotación en curso, entre estos los contemplados 'costa afuera'⁵. En cuanto a los yacimientos no convencionales, resulta fundamental dar cumplimiento a lo señalado por la Misión de expertos sobre *fracking* en Colombia en relación con la realización de proyectos piloto de exploración, con el fin de contar con elementos de juicio sustentados en evidencia científica sobre los posibles riesgos asociados a esta técnica y poder así definir su viabilidad en el país (Andrade *et al.*, 2019).



Asegurar la cobertura del servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

Garantizar el acceso universal del servicio de energía eléctrica en Colombia requiere de inversiones y soluciones focalizadas que se adapten a las características de los territorios, entre estas: su geografía, la densidad poblacional y la disponibilidad de energéticos costo-eficientes.

De acuerdo con lo señalado en el *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2019-2023* (PIEC) (UPME, 2020c), entre las opciones de expansión con mayor potencial se encuentran la interconexión al SIN, la generación aislada con solución individual solar fotovoltaica y las soluciones aisladas híbridas para microrredes⁶, las cuales requerirán inversiones cercanas a los COP 7,4 billones.

En cuanto a las soluciones aisladas híbridas, se encuentran alternativas eficientes como la biomasa y el GLP complementa-

rias al diésel, que cuentan con amplias potencialidades en Zonas No Interconectadas del país. En relación con la biomasa, se destaca, por ejemplo, el proyecto de generación inaugurado en 2021 a cargo de Refoenergy en el municipio de Puerto Carreño, con una capacidad de generación de 4,5 MW, el cual dará solución a los problemas de intermitencia en la prestación del servicio en este territorio. De otro lado, en cuanto al GLP, la Ley 1955 de 2019 permitió la sustitución de proyectos de diésel por energéticos más económicos y menos contaminantes que podrían ser subsidiados con recursos del presupuesto público, entre los que se encuentra el GLP.

Ahora bien, en relación con los mecanismos de financiación de estos proyectos de expansión, se requieren dos elementos. Por un lado, hay que incentivar la participación privada a través

⁴ Se trata de las obras incluidas en el Plan de Abastecimiento de Gas de 2020: (i) Planta de Regasificación del Pacífico, (ii) gasoducto Buenaventura-Yumbo, (iii) bidireccional Yumbo-Mariquita, (iv) bidireccional Barranquilla-Ballena, (v) interconexión Barranquilla-Ballena y Ballena-Barrancabermeja, (vi) bidireccional Barranca-Ballena, (vii) ampliación ramal Jamundí y (viii) ampliación Mariquita-Gualanday.

⁵ En la actualidad se avanza en la perforación de los pozos Uchuva-1 y Gorgón-2 en el mar Caribe, con la participación de Ecopetrol y Petrobras, y Shell, respectivamente.

⁶ Adicionalmente, Asocodis ha propuesto el desarrollo de un marco regulatorio que permita incluir las soluciones individuales de las zonas aisladas en las bases de activos de los operadores de red, lo que se denomina "redes logísticas", para poder ser reconocidas en los cargos de distribución y permitir la ampliación de cobertura en las áreas de influencia de los operadores de red.

de la estructuración de modelos de negocio viables, con una remuneración regulada suficiente y un marco jurídico y regulatorio estable en el tiempo. Por el otro se encuentra la financiación pública a través de los recursos que son administrados por Fonenergía⁷, el cual se creó por medio de la Ley 2099 de 2021, que unifica los fondos existentes encargados de expandir la cobertura eléctrica en el país.

En cuanto a los avances registrados hasta la fecha, destaca que entre 2018 y 2021 se ejecutaron recursos cercanos a COP 1

billón, provenientes del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas No Interconectadas (Fazni) y del Sistema General de Regalías, con los cuales se aseguró el acceso a la energía a cerca de 72.000 hogares en distintas regiones del país. A pesar de lo anterior, este registro es inferior al objetivo trazado en el PND 2018-2022, que determinó una meta de 100.000 hogares con conexión eléctrica al finalizar el periodo de gobierno (Sinergia, 2022).

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

De acuerdo con el más reciente reporte de Superservicios (2021) sobre la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia, la duración promedio de las interrupciones del servicio durante 2020 fue de 18,4 horas, registrando una disminución de 4,4 horas frente a lo observado en 2019. Por otra parte, la frecuencia promedio de las interrupciones por usuario fue de 12,5 veces durante el año, disminuyendo en 2,5 ocasiones frente al año anterior⁸.

Es importante señalar que este cálculo no considera los resultados observados en los departamentos de la región caribe, debido a que únicamente 19 de los 23 operadores de red que funcionan en el país realizaron el reporte de información ante Superservicios. Entre los operadores de red con ausencia de información se encuentran las empresas AIR-E y Caribemar Afinia, que entraron en operación en octubre de 2020 en remplazo de la empresa Electricaribe⁹.

A partir de lo anterior, el informe no presenta en esta oportunidad los indicadores usuales de calidad del servicio a nivel regional (SAIDI y SAIFI), presentes en informes anteriores. Hechos como este reflejan una debilidad en el mecanismo de supervisión, el cual debería

incorporar criterios más estrictos de metas, estímulos y penalizaciones alrededor del cumplimiento del reporte de la información. Esto con el fin de contar con cifras periódicas y verídicas por parte de los operadores de red, de tal forma que estos puedan tomar los correctivos necesarios para ofrecer un mejor servicio a los usuarios.

Otra alternativa para contar con información confiable sobre la calidad del servicio es dar cumplimiento a lo dispuesto en la resolución CREG 015 de 2018. Esta estableció que el liquidador y administrador de cuentas (LAC) realice el cálculo de los indicadores de calidad media e individual con base en los reportes diarios y mensuales reportados por los operadores de red ante el sistema INDICA.

A pesar de lo anterior, según lo señalado por Superservicios (2021), se observan discrepancias entre la información reportada por los operadores de red ante LAC y la cargada en el Sistema Único de Información (SUI) de Superservicios. Por tanto, es necesario solucionar estas diferencias en los reportes, procurando una homogenización en los estándares y criterios de la medición, con el fin de ofrecer una única medición de la calidad del servicio.

Avanzar en el proceso de digitalización de la red eléctrica a través de la adopción de infraestructura de telecontrol y medición avanzada.

De acuerdo con Minenergía, 11 millones de hogares en Colombia contarán con tecnologías de medición avanzada (AMI) hacia 2030 (resoluciones 40072 de 2018 y 40483 de 2019). Se espera que la expansión incluya medidores inteligentes, redes de comunicación

y sistemas de gestión de datos que permitan la comunicación bidireccional entre distribuidores y clientes. Entre 2018 y 2022 se registró un avance de 446.000 usuarios con este tipo de infraestructura, un número inferior a la meta trazada inicialmente para este

periodo, que fue de cinco millones de usuarios (Sinergia, 2022).

La expansión de AMI contribuirá a que el país avance hacia la modernización y digitalización del sector eléctrico. Esto se verá reflejado en una mejora en la calidad del servicio, al permitir el monitoreo y control de la red de manera remota, reduciendo las pérdidas de energía y facilitando la reconexión del servicio. Adicionalmente, con esta infraestructura se permitirá que los usuarios dispongan de más información que les ayude a gestionar su consumo de energía. Así, podrán tener acceso constante a la información sobre las variables del sistema y, consecuentemente, tomar decisiones informadas sobre su consumo con base en el precio de la energía a lo largo del día. Con esto se abre la posibilidad de una tarificación horaria, con la formación de precios más competitivos en horas *valle* de consumo.

Por otra parte, el uso de esta tecnología será un paso importante en la puesta en marcha de una red inteligente con flujo de energía

bidireccional. En ella el consumidor podrá asumir el rol de productor de energía, gracias a las facilidades que esta representa para la incorporación de tecnologías de autogeneración, almacenamiento de energía, generación distribuida y vehículos eléctricos. Esta tecnología busca reemplazar el modelo tradicional del sistema, basado en una red eléctrica unidireccional (UPME, 2017).

Para avanzar en el despliegue de esta infraestructura, se requiere evaluar la repartición de los costos para la instalación de esta tecnología entre las empresas prestadoras del servicio y los usuarios. Al respecto, resulta positiva la declaración de inexigibilidad por parte de la Sala Plena de la Corte Constitucional sobre el inciso 2 del artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, por el cual se elimina la obligatoriedad de que los prestadores del servicio asuman la totalidad de los costos por adquisición, instalación y mantenimiento de estos equipos; esta medida habría afectado la viabilidad económica de su despliegue en los plazos establecidos.

Implementar la hoja de ruta para la adopción del hidrógeno en la matriz energética nacional.

En septiembre de 2021, Minenergía publicó la *hoja de ruta* para la adopción del hidrógeno en Colombia. Este documento presenta un plan a 30 años con acciones y metas concretas relacionadas con la producción, el uso y la exportación de este combustible (Minenergía, 2021b). Su desarrollo contribuirá a la descarbonización y diversificación de la matriz energética nacional, a partir de los usos potenciales con los que cuenta en la generación de electricidad y como combustible para el sector transporte.

Adicionalmente, mediante el Decreto 895 de 2022¹⁰ se expidieron los requisitos y procedimientos para que los proyectos de hidrógeno verde y azul puedan acceder a los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014¹¹. La producción y el uso de este energético representa una oportunidad para el país, dados los recientes avances en la adjudicación y construcción de proyectos de generación solares y eólica, cuya infraestructura podría ser utilizada para la generación de hidrógeno verde, el cual se obtiene a partir del proceso de electrólisis del agua¹².

En línea con lo anterior, en un reciente informe realizado por el Foro Internacional de Energía e IRENA (2022) se destacaron las fortalezas del país para convertirse en uno de los principales exportadores

de hidrógeno verde de América Latina a partir de 2030. Así mismo, se señaló que Colombia cuenta con el potencial para tener en 2050 el cuarto precio más bajo de hidrógeno verde (USD 1,1 por kilogramo de hidrógeno), superado únicamente por China, Chile y Marruecos.

A partir de las oportunidades identificadas, resulta pertinente dar continuidad a los proyectos piloto de hidrógeno verde ejecutados por Ecopetrol y Promigas y a las iniciativas previstas en Reficar y la Refinería de Barrancabermeja. Adicionalmente, es positiva la convocatoria abierta por FENOGÉ destinada a financiar proyectos de hidrógeno de cero y bajas emisiones, a través de la estrategia Más Hidrógeno Colombia. Al mes de julio se anunció la aprobación de 10 proyectos de producción, almacenamiento, distribución y usos finales del hidrógeno como materia prima o insumo industrial, por un valor de COP 6.570 millones.

Por otra parte, se recomienda avanzar en la exploración de acuerdos de cooperación para la transferencia de tecnología o la atracción de inversiones con economías líderes en el desarrollo de esta industria que ya han demostrado interés para hacerlo, entre estas Alemania y Chile.

⁷ Está pendiente la reglamentación que ordena la creación de Fonenergía. A través de este se eliminan y sustituyen el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales (FAER), el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), el Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE) y el Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural (FCFFGN).

⁸ Es importante señalar que en el indicador de duración de interrupciones (SAIDI) se observó una mejora de 13 % en promedio en 2021 y de 20 % en 2020. En cuanto al indicador de frecuencia (SAIFI), la mejora fue, en promedio, de 30 % en 2021 y de 11 % en 2020. Si se comparan estos resultados con los indicadores de referencia para la calidad media, se encuentra que para el caso de SAIDI la mejora durante 2021 fue de 34 % y para SAIFI, de 37 %. En solo dos años los operadores de red lograron las metas de calidad en el servicio del periodo regulatorio de cinco años.

⁹ La ausencia de información obedece a que los operadores se encontraban en proceso de transición con el antiguo operador del servicio bajo las condiciones dispuestas por la CREG. Dado que los indicadores SAIDI y SAIFI son anuales, la proyección de estos indicadores se realizó con los valores obtenidos para Electricaribe del periodo enero–septiembre de 2020 y los valores obtenidos para AIR-E y Afinia para el periodo octubre-diciembre 2020.

¹⁰ Aunque la expedición de este decreto resulta pertinente, aún faltan por reglamentarse los artículos 21,22 y 23 de la Ley 2099 de 2021 relacionados con hidrógeno y tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS).

¹¹ Entre los beneficios tributarios a los que pueden acceder los proyectos de energía no convencionales se encuentran: reducción del impuesto sobre la renta de 50 % sobre el valor de las inversiones en un plazo de hasta 15 años, exclusión de IVA por la compra de bienes y servicios, eliminación de aranceles para equipos importados y depreciación acelerada de activos de hasta 20 % anual.

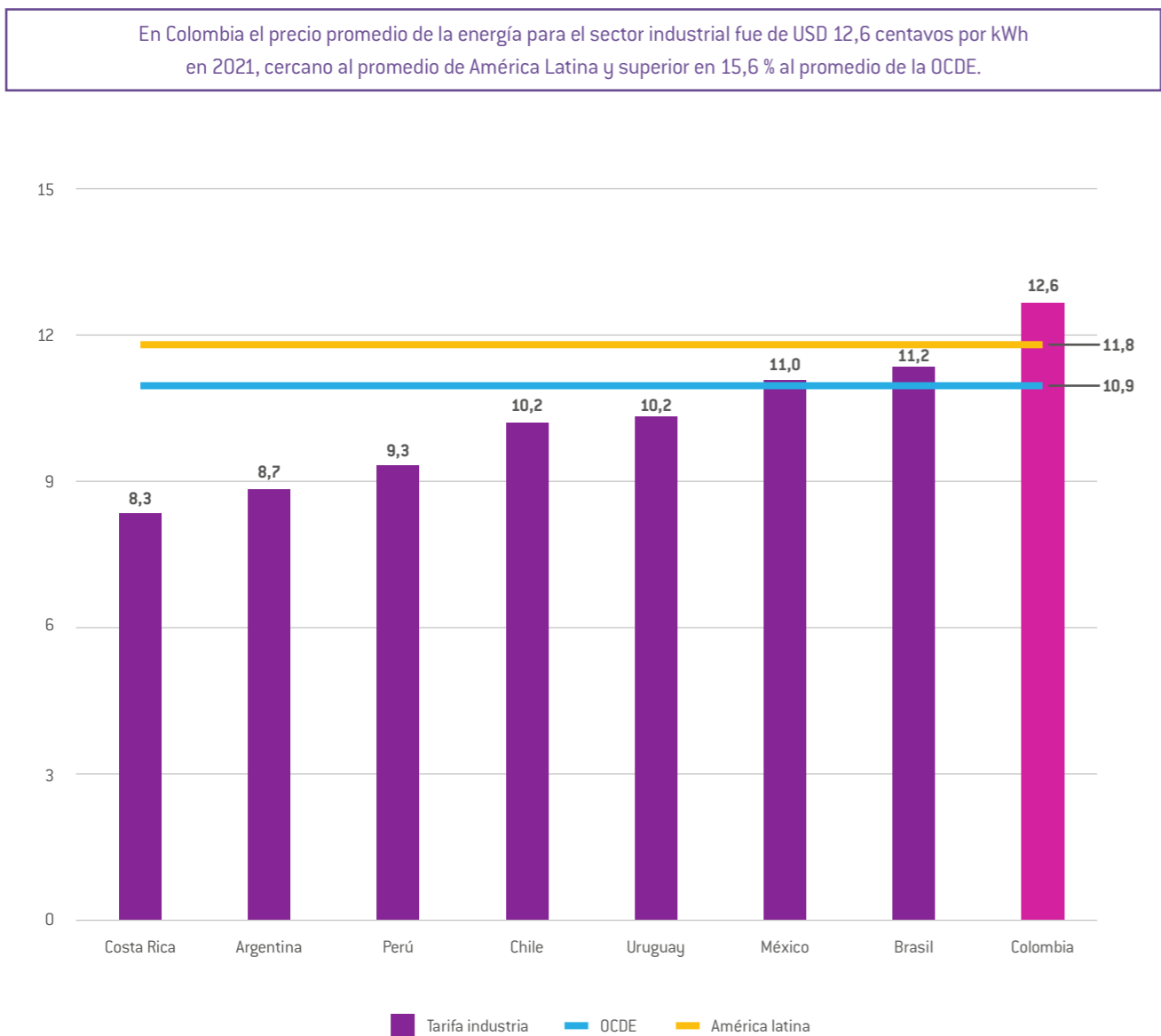
¹² Resulta pertinente también evaluar el rol de la generación hidroeléctrica en la industria del hidrógeno. Particularmente, tanto en la definición de la Ley 2099 de 2021 como en los procesos de certificación habría la oportunidad de revisar la definición de hidrógeno verde para incluir aquel hidrógeno producido con proyectos hidroeléctricos.

II. PRECIO DE LA ENERGÍA

El precio de la energía impacta directamente la estructura de costos de las empresas; este componente tiende a variar de acuerdo con la intensidad de su uso y el tipo de energía predominante en los procesos productivos. En Colombia, el precio de la energía está en función de dos tipos de factores, unos estructurales, relacionados con aspectos normativos y regulatorios y de estructura del mercado, y otros estacionales, que dependen, por ejemplo, de la variabilidad climática y de las condiciones de la oferta (Fedesarrollo, 2009).

En general, el país presenta una tarifa de la energía, después de impuestos y transferencias, superior al promedio de América Latina, y se ubica en la décima posición entre 14 países de la región en cuanto a mayores costos de la energía para el sector industrial. Por otra parte, frente a 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).

Gráfica 3. Tarifas de electricidad para el sector industrial (USD centavos por kWh) en Colombia y países de referencia, 2021.



Nota: Tarifa final de la energía (después de impuestos y transferencias) para consumo industrial superior a 500.000 kWh. Fuente: Observatorio Energético Minero (2022), IEA & OECD (2021). Cálculos: CPC.

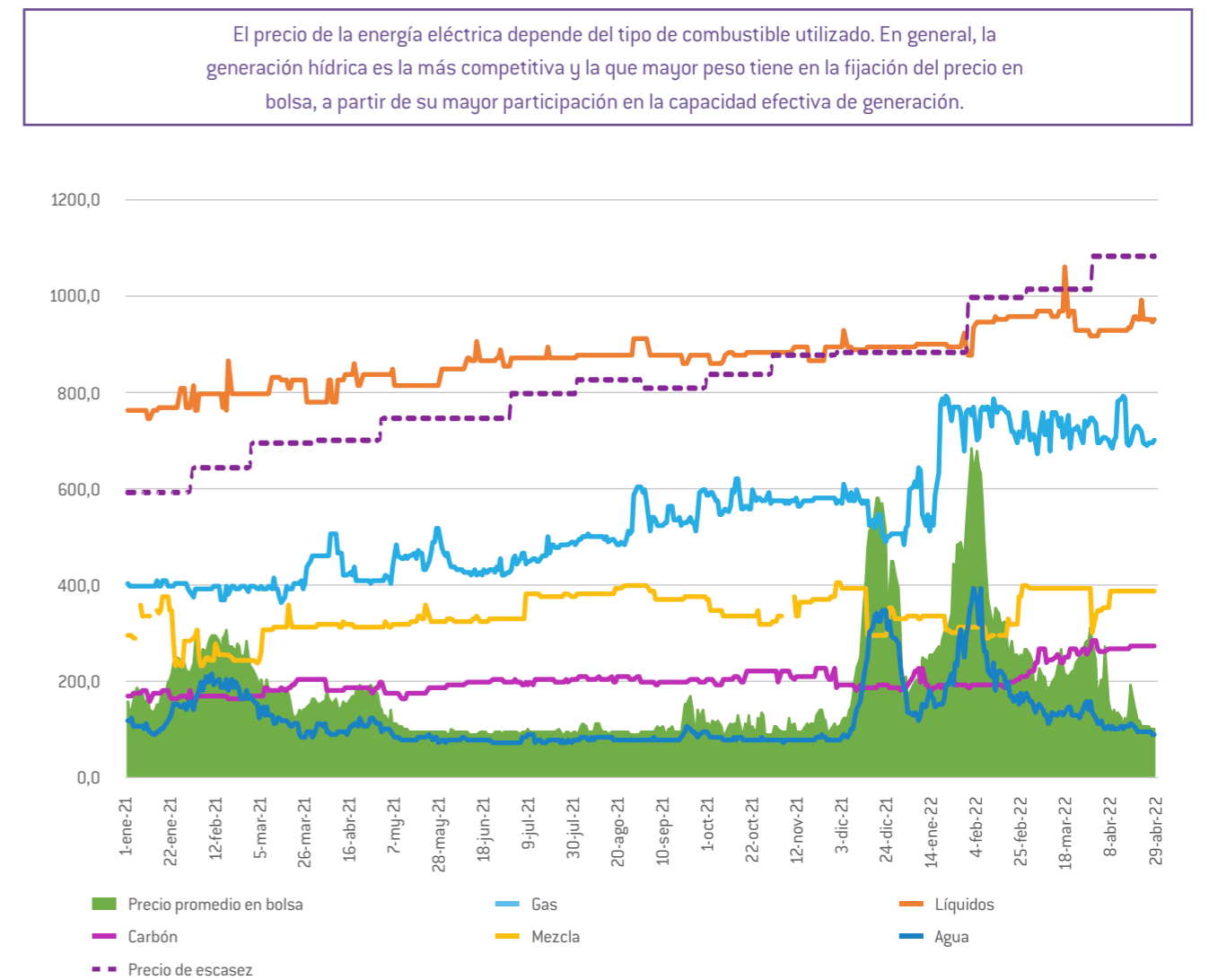
En particular, el precio de la energía en bolsa tiende a variar de acuerdo con el tipo de combustible utilizado en su generación. La matriz eléctrica del país cuenta con una amplia ventaja comparativa a partir de la generación hídrica, que es la más representativa dentro de la capacidad instalada y la que registra un menor costo. Durante 2021, el precio promedio de la energía a partir de esta fuente de generación rondó los COP 106 por kWh, con algunos meses de incremento importante a inicios de 2022 por cuenta de los menores niveles de los embalses.

En segundo lugar se encuentra la generación térmica a partir de carbón, producto de la abundante disponibilidad de este recurso en el país. Adicionalmente, esta se caracteriza por la menor

volatilidad en los precios, con un valor promedio durante 2021 de COP 191 por kWh. A continuación se encuentran la generación a partir de mezclas de biodiésel, seguida por la generación térmica con gas. Esta última ha experimentado un incremento importante en el último año por cuenta del incremento en los precios internacionales a raíz del conflicto entre Rusia y Ucrania.

Por último se encuentra la generación a partir de diésel, la cual registra el precio promedio más alto (COP 851 por kWh). Este es un combustible ampliamente utilizado para la generación de energía en las Zonas No Interconectadas del país. De hecho, el 96 % de la energía en estas regiones se genera a partir de este combustible (IPSE, 2021).

Gráfica 4. Precio diario de oferta de la energía, según tipo de combustible y precio promedio ponderado de la energía en bolsa (COP/kWh), en Colombia, 2021-abril 2022.



Fuente: XM (2022). Cálculos: CPC.

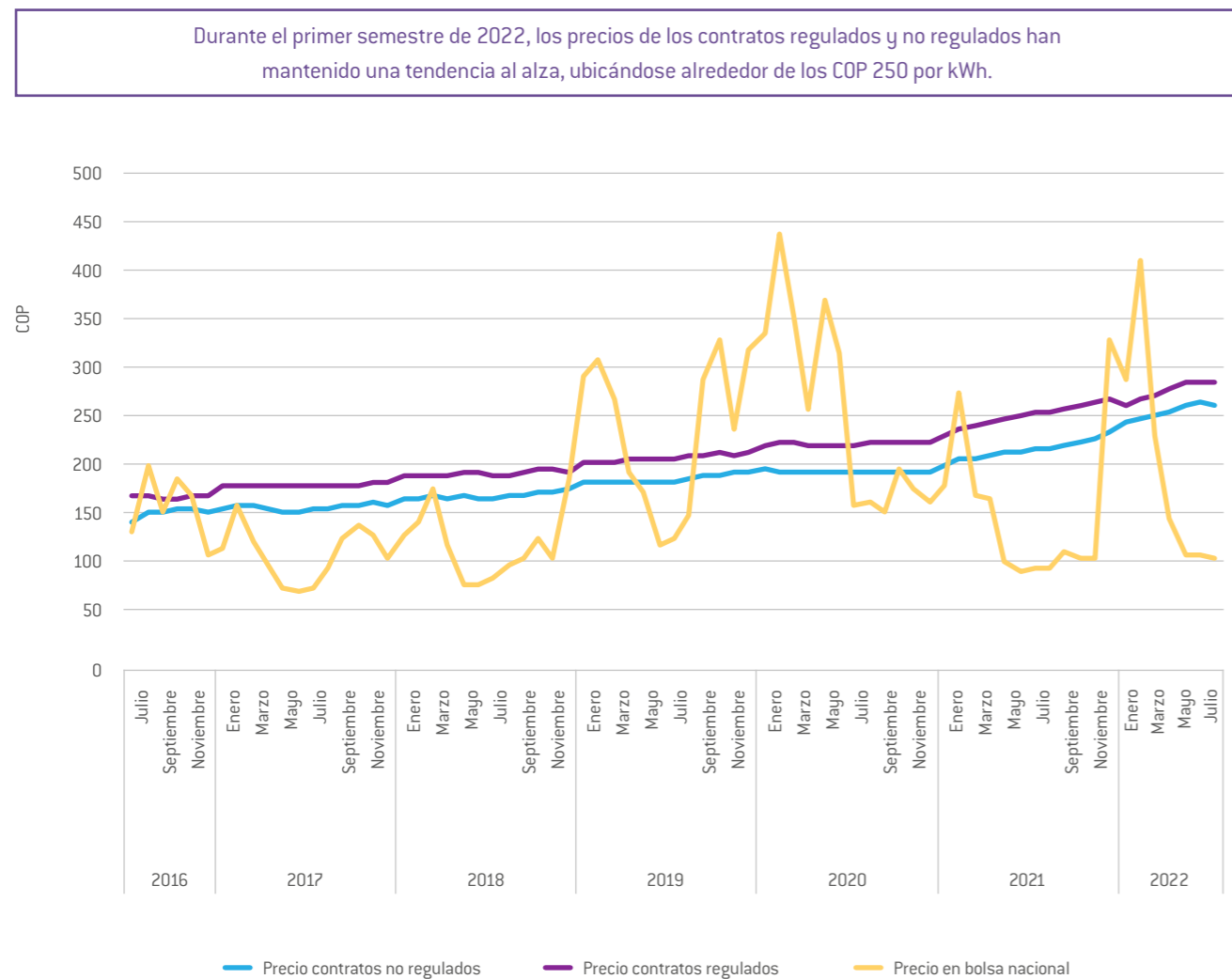
Por otra parte, en el país también opera un mercado bilateral en el que oferentes y consumidores negocian libremente y pactan los precios de la energía a través de contratos bilaterales. En particular, se negocian dos tipos de contratos: los regulados, a los que está sujeto principalmente el sector residencial, y los no regulados, que corresponden a las empresas del sector productivo y se caracterizan por altos niveles de consumo de energía.

En relación con los precios de los contratos bilaterales, estos han sido históricamente superiores a los del promedio de la bolsa nacional, especialmente en periodos de normalidad hidrológica

(Gráfica 5). En lo corrido del año, a julio de 2022, estos experimentaron un incremento importante frente al mismo periodo de 2021. Para el caso de los contratos regulados el aumento observado fue de 13,4 %, mientras que para los no regulados fue de 21,9 %.

Lo anterior se explica en buena parte por el incremento en el índice de precios al productor (IPP), sobre el cual están indexados los contratos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía (Asoenergía, 2022). Para el periodo en mención, este índice registró un incremento de 21,9 % frente al acumulado enero–julio de 2021 (DANE, 2022).

Gráfica 5. Precios mensuales promedio de los contratos regulados y no regulados de energía (COP) en Colombia, julio de 2016–julio de 2022.



Fuente: XM (2022). Cálculos: CPC.

¹³No obstante, los contratos bilaterales de energía han brindado una cobertura a los altos precios de la bolsa cuando se presentan situaciones de escasez hidrológica, especialmente durante periodos extremos como los del fenómeno de El Niño donde el precio de la bolsa ha superado COP 1.000 por kWh.

Recomendaciones



Nueva recomendación



Recomendación relacionada



Recomendación priorizada



Impulsar los sistemas de autogeneración y generación distribuida al SIN, y poner en marcha los aspectos técnicos y regulatorios adicionales para su masificación.

Mediante la Resolución 174 de 2021 expedida por la CREG se realizó la actualización de las normas vigentes sobre generación distribuida y autogeneración a pequeña escala en el país. De acuerdo con esta normativa, los autogeneradores con capacidad inferior a 5 MW —que pueden ser usuarios domiciliarios, comerciales e industriales ubicados en entornos rurales o urbanos— están habilitados para ofrecer los excedentes de energía que generan al SIN. Este procedimiento debe realizarse ante la empresa de energía operadora de la red, en una serie de pasos divididos en etapas que incluyen la entrega de la documentación, la revisión técnica de la infraestructura y la solicitud de entrada en operación. Adicionalmente, la contabilización y liquidación de la energía despachada se descontará de la facturación del servicio, lo que generará un menor cobro para el autogenerador.

A pesar de estos avances, es necesario progresar en algunos aspectos técnicos y regulatorios adicionales que podrían contribuir al impulso de esta tecnología. Para empezar, la regulación actual solo contempla los proyectos de generación individual

a pequeña escala, de manera que es importante avanzar en un marco normativo que incluya proyectos de autogeneración colectivos a partir de procesos asociativos entre grupos de usuarios o comunidades. Este esquema tiene amplias potencialidades en las Zonas No Interconectadas del país.

Por otro lado, se recomienda modificar el Acuerdo 1258 de 2019 del Consejo Nacional de Operación (CNO) para evaluar la exigencia de instalación de protecciones a los proyectos de generación de más de 250 kW, de manera que se garantice la viabilidad financiera de los proyectos que se ubican por encima y por debajo de este umbral (Minenergía, 2020).

También es fundamental que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) pueda revisar 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 (SER, 2020).



Emprender acciones que faciliten la participación de la respuesta de la demanda en el mercado.

La respuesta de la demanda (RD) se define como el conjunto de cambios en el consumo de electricidad de un consumidor con respecto a un patrón usual de consumo. Estos cambios pueden basarse en programas (i) de incentivos, que impulsan reducciones de consumo para cubrir requerimientos operativos o de confiabilidad, o (ii) de precios, que buscan inducir bajos consumos ante alzas en el precio de la electricidad en el mercado.

Si bien existen múltiples programas de RD, en Colombia han existido solo tres: (i) el anillo de seguridad (del cargo por confiabilidad) de la *demanda desconectable voluntaria*; (ii) el programa de RD para el mercado diario en condición crítica, que permite ofertar y recibir un precio por reducir el consumo en condiciones críticas del sistema; y (iii) el esquema de tarifas diferenciales (activo durante fenómeno de El Niño 2015-2016), que reconoció un pago a la de-

manda por cada kWh ahorrado y creó un desincentivo por cada kWh consumido en exceso. La importancia de impulsar esquemas de RD radica en que a través de ellos es posible alcanzar mayores eficiencias para abastecer la demanda de energía, aliviar congestiones en las redes y brindar confiabilidad al sistema.

En el mes de enero, la CREG publicó el documento 001 de 2022, a través del cual fijó la *hoja de ruta* de la RD en el SIN. Este documento determina las líneas de trabajo en los próximos años y busca liberalizar el sector hacia esquemas de libre competencia de la demanda. Esto le permite a los usuarios asumir una participación activa en el mercado, al reconocerles beneficios económicos por la gestión eficiente de su demanda.


Entre las propuestas contenidas en la hoja de ruta se encuentran: (i) permitir la participación de la demanda en transac-

ciones de energía a través de ofertas económicas; (ii) profundizar la participación de los usuarios no regulados en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) a través de ofertas de reducción de demanda en mercados intradiarios; y (iii) desarrollar instrumentos para la participación de los usuarios regulados en todas las instancias del MEM.

A partir de lo anterior, es fundamental que la CREG pueda definir el esquema más efectivo de interacción entre la oferta y la demanda. Por un lado se encuentra la opción de un agente inter-


mediario que represente los intereses de los pequeños usuarios comerciales, denominado *agregador de demanda*. Por otro, la opción de un esquema sin intermediación en el que la participación de los usuarios se dé de forma directa en el mercado.

Finalmente, como los mecanismos de RD propenden por una mayor eficiencia y un uso racional de la energía, estos estarían alineados con los objetivos del país en materia de transición energética. Por tanto, es recomendable que la CREG priorice el desarrollo de las propuestas de la hoja de ruta en su agenda regulatoria.

 **Emitir los aspectos regulatorios para el desarrollo del mercado de corto plazo y de servicios complementarios.**

A partir de la experiencia internacional en mercados eléctricos modernos recopilada por Castro y Pérez (2019), el desarrollo de alternativas como el despacho vinculante, las sesiones *intradurias* y los mecanismos de balance o ajuste son un pilar fundamental del mercado de corto plazo de energía. Dichas alternativas, junto con la regulación oportuna de los servicios complementarios, contribuyen a que haya un desarrollo adecuado del mercado eléctrico mayorista, en un marco de eficiencia y seguridad para el suministro eléctrico.

A partir de lo anterior, se recomienda que la CREG pueda evaluar adecuadamente el desarrollo regulatorio de estos temas, en línea con lo establecido en la Circular 140 de 2020, en la que se plantean como prioridades el *despacho vinculante y el mercado Intradurario* como aspectos a desarrollar entre las propuestas de la Misión de Transformación Energética (MTE). Esto es clave dada la evolución reciente del sistema eléctrico, con la entrada masiva de recursos energéticos distribuidos (DER) y de fuentes de generación variable, que inyectan energía al sistema de forma intermitente y que pueden afectar la estabilidad y confiabilidad del SIN.


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

La Ley 2099 de 2021 (Ley de transición energética) habilitó el uso de la información socioeconómica de los hogares como criterio de focalización de los subsidios de energía, en remplazo de lo estipulado por la Ley 142 de 1994, que fijó como criterio de asignación el estrato económico. Aunque está pendiente la reglamentación de esta normativa, su efectivo cumplimiento se convierte en un paso acertado hacia un mejor esquema de asignación de los subsidios, sustentado en los principios de equidad, redistribución y sostenibilidad financiera.

Una alternativa efectiva para tal fin es usar la información contenida en el SISBEN IV para priorizar y focalizar los subsidios de energía. A partir de la caracterización que realiza este sistema del nivel de ingresos y condiciones de vida de los hogares es posible evaluar qué tan susceptibles son de ser beneficiarios de programas sociales.

Otras alternativas contemplan, por ejemplo, avanzar en la modernización catastral de los municipios, de modo que la estratificación refleje las condiciones socioeconómicas de los hogares. Adicionalmente, es factible actualizar el consumo básico de subsistencia sobre el cual se calcula el monto del subsidio, que se ha mantenido sin modificaciones desde el año 2007 (Minenergía, 2020).

Por último, es importante advertir que bajo el esquema actual de subsidios, cerca del 90% de los hogares en Colombia son beneficiarios de estos. Durante 2021, el monto de los recursos asignados ascendió a COP 4 billones, de los cuales los usuarios comerciales y residenciales de los estratos 5 y 6 contribuyeron con COP 1,2 billones, mientras que el déficit de COP 2,8 billones tuvo que ser financiado por el Estado.

 **Fortalecer la CREG como instancia regulatoria del sector de energía en Colombia, e incluir el análisis de impacto normativo para la regulación que expide.**

El análisis de impacto normativo (AIN) es el proceso de evaluación que evidencia tanto los resultados deseados como los impactos probables, positivos y negativos, que se generan como consecuencia de la propuesta o modificación de una regulación en la economía (DNP, 2021). Este análisis es una opción necesaria para garantizar la calidad de la regulación que se expide, preservando los principios de rigurosidad técnica, independencia y transparencia.

Para el caso del sector de energía, la CREG es la entidad encargada en Colombia de emitir las medidas que rigen los servicios de electricidad y gas, según lo dispuesto en las leyes 142 y 143 de 1994. En la actualidad, la instancia decisoria de la CREG consta de nueve miembros, tres del Gobierno y seis de dedicación exclusiva. Así, conserva un adecuado balance entre regulación y política, a

partir de la composición entre miembros del sector público y comisionados independientes.

A pesar de lo anterior, se debe avanzar hacia un mayor fortalecimiento de la entidad que impulse la celeridad en la expedición de regulaciones y afiance la modernización del sector energético. En este sentido, resulta fundamental revisar y ajustar la normativa interna de la CREG y robustecer su capital humano, con el fin de que la regulación que expida se continúe caracterizando por un alto componente técnico e independencia. Para esto es necesaria la creación de un equipo de trabajo encargado del análisis de impacto normativo de las regulaciones en curso (*ex-ante*) y de aquellas que se encuentran en vigencia (*ex-post*), para que acompañe el proceso de construcción y ajuste de la regulación a través de la evaluación de su pertinencia.

III. EFICIENCIA EN EL USO DEL RECURSO

La gestión eficiente de la energía es el medio que garantiza un adecuado aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles, y se consigue a través de la adopción de buenos hábitos de consumo, nuevas tecnologías o procesos productivos más eficientes. Este mecanismo contribuye a la productividad y competitividad, en tanto impacta positivamente la estructura de costos de todos los sectores en la economía, reduce la presión de la demanda sobre la red eléctrica, y contribuye a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

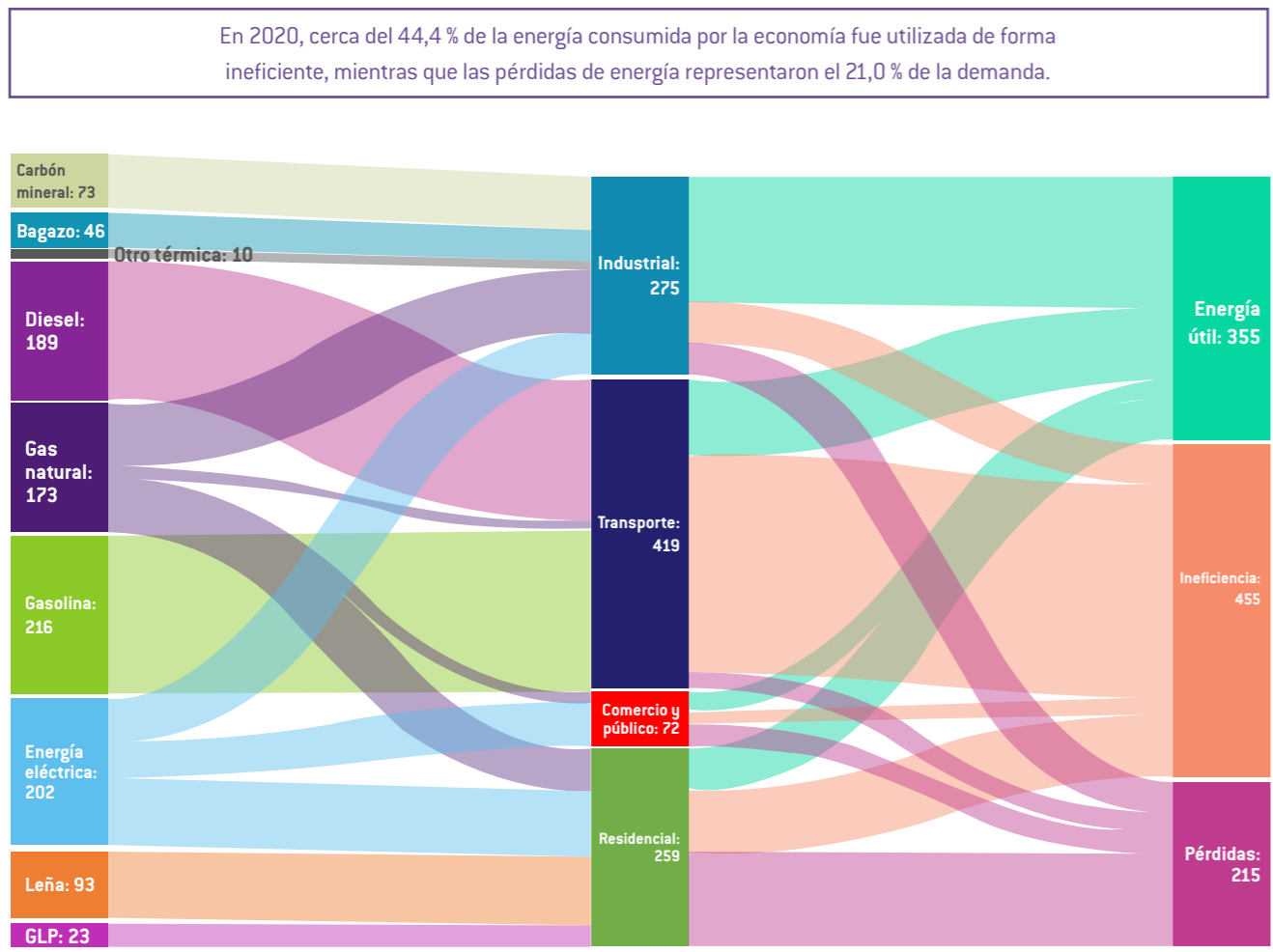
Para el caso de Colombia, en 2020, cerca del 44,4% de la energía consumida por la economía fue utilizada de forma ineficiente (455 PJ), mientras que las pérdidas de energía representaron el 21% de la demanda (215 PJ). Por su parte, la energía útil tan solo participó con el 34,6% del total (355 PJ) (Gráfica 6).

En términos de las actividades económicas que registraron mayor ineficiencia energética, se destaca el sector de transporte, con el 64,4% del total (293 PJ), seguido por el consumo residencial, con el 19,3% (88 PJ), y el sector industrial, con 12,1% (55 PJ).

Por otro lado, en relación con las principales fuentes de energía, en el país es prevalente el uso de diésel y gasolina, los cuales representaron cerca del 39,5% del consumo de energía (189 y 216 PJ, respectivamente) y se destinan en su totalidad a movilizar el sector transporte. En segundo lugar se encuentra la energía eléctrica, con el 19,7% de la demanda y usos importantes en el sector residencial y la industria.

El gas natural se ubica como el tercer energético más utilizado, con el 16,9% del total (173 PJ), seguido por el consumo de leña, con el 9,1%. Estos se ubican por delante de otros energéticos importantes para la economía como el carbón (7,1%) y el GLP (2,2%).

Gráfica 6. Fuente, uso y aprovechamiento de la energía en Colombia (petajulios PJ), 2020.



Fuente: UPME (2022b). Elaborado con <http://sankeymatic.com/>

Recomendaciones

- + Nueva recomendación
- 🔗 Recomendación relacionada
- ★ Recomendación priorizada

+ 🔗 ★ Potenciar la estrategia nacional de sustitución de leña con fines energéticos.

Entre enero y mayo del presente año, el número de hogares beneficiados por el programa de sustitución de leña del Gobierno nacional registró un incremento de 11,2% frente al mismo periodo de 2021, para un total de 6.722 hogares localizados en los departamentos de Amazonas, Caquetá, Cauca, Nariño y Putumayo. Desde enero de 2019 a la fecha se han contabilizado más de 70.000 hogares en todo el país, los cuales han sido beneficiados por esta iniciativa que otorga subsidios a la compra de GLP¹³.

A pesar de lo anterior, en 2021, cerca de 1,57 millones de hogares en Colombia utilizaron la leña como principal fuente de energía para la cocción de sus alimentos. De hecho, la mayor parte de estos hogares se ubican en zonas rurales dispersas, en las que la disponibilidad de otras fuentes de energía es escasa o resulta poco costo-eficiente.

Además de los impactos negativos en términos de ineficiencia energética y de los daños sobre el medio ambiente producto de la deforestación y la emisión de gases contaminantes, el consumo de la leña tiene efectos nocivos sobre la salud de las personas. De acuerdo con cifras del Instituto Nacional de Salud, cerca de 17.000 muertes ocurren cada año en Colombia debido a la mala calidad

del agua y del aire y a la exposición a combustibles pesados, es decir 8% del total de la mortalidad anual del país (INS, 2019).

En este sentido, resulta fundamental impulsar la estrategia actual de sustitución destinando los recursos humanos y financieros necesarios para eliminar el uso de la leña en los hogares. La UPME (2020b) trazó un plan a 30 años para tal fin. Allí se contemplan diversas opciones de remplazo con base en ciertas características de los hogares, como el acceso a energía eléctrica o la disponibilidad de otros energéticos para la cocción de alimentos.

Entre las alternativas señaladas se encuentran el uso de GLP, que podría extenderse a más de 880.000 hogares, los cuales representan el 57% del total de hogares que utilizan leña actualmente. Se propone también el consumo de energía eléctrica, el biogás a partir de residuos orgánicos e, incluso, el remplazo por estufas más eficientes.

El costo estimado de esta estrategia ronda los COP 6,2 billones. Aunque la fuente de financiamiento principal es el presupuesto público, a través del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGGE), otras alternativas factibles son la financiación privada a través de esquemas de asociación público-privada o los recursos provenientes del Sistema General de Regalías.

+ 🔗 ★ Fortalecer los programas de etiquetado con información sobre consumo y eficiencia para los consumidores.

Con la implementación del Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ), obligatorio desde 2016 en Colombia, se espera que las emisiones de gases de efecto invernadero disminuyan cerca de 1,3 millones de toneladas en un horizonte temporal de cinco años (UPME, 2017).

En línea con lo anterior, es primordial avanzar en lo señalado en el Plan de Acción Indicativo del PROURE 2022-2030 (UPME,

2022b). Según este, se debe definir una hoja de ruta y un plan de etiquetado nacional en el cual se actualice periódicamente este tipo de reglamentos y se extienda el uso de etiquetas informativas a aparatos industriales y vehículos. La información contenida en estas resulta fundamental para impulsar cambios en los patrones de consumo de los usuarios residenciales y del sector productivo.

¹³ En paralelo, el DNP y Minenergía formularon en 2021 un proyecto de inversión de sustitución de leña por cilindros de GLP en hogares de bajos recursos del país, con un periodo de ejecución de cuatro años (2022-2026). A través de este se espera beneficiar a 20.000 hogares adicionales cada año. Los recursos aprobados para la vigencia de 2022 fueron COP 7.430 millones, y están destinados a los departamentos de Arauca, Cauca, Córdoba y La Guajira.

Para esto resulta fundamental propiciar un mayor conocimiento y concientización de los ciudadanos en cuanto a la interpretación del etiquetado energético y de los distintos sistemas de medición del consumo de la energía. Lograr una mayor

sensibilización de los usuarios finales acerca de los beneficios de la eficiencia energética es fundamental para alcanzar los objetivos trazados en materia medioambiental y de ahorro económico en Colombia.

 **Avanzar en las acciones complementarias para el desarrollo de la movilidad sostenible.**

Tal y como se evidenció en el diagnóstico de esta sección, el sector transporte es la actividad económica que mayor energía demanda a nivel nacional. No solo esto, también se caracteriza por contar con altos niveles de ineficiencia energética y pérdidas de energía. Adicionalmente, los energéticos prevalentes en este sector, el diésel y la gasolina, son altamente contaminantes, con lo cual se hace necesario incentivar nuevas modalidades de transporte que incluyan combustibles limpios y eficientes.

Si bien medidas como la Ley 1964 de 2019 han impulsado la movilidad sostenible en el país, en particular la movilidad eléctrica, la cual ha tenido resultados muy favorables con la entrada en circulación de cerca de 40.000 vehículos eléctricos e híbridos entre 2019 y mayo de 2022 (ANDEMOS, 2022), es necesario impulsar otro tipo de tecnologías como el gas natural vehicular, el *autoglp* y los biocombustibles.

De hecho, a pesar del incremento observado en el uso de estas tecnologías, su participación en el parque automotor no asciende a más del 2 %, el cual consta de 17 millones de vehículos. De estos, el 40 % corresponde a vehículos particulares y transporte de carga, y el 60 % restante, a motocicletas (RUNT, 2022).

Para revertir esta tendencia, es recomendable impulsar una estrategia nacional de movilidad sostenible que comprenda diversos aspectos. Por un lado, hay que impulsar la entrada de vehículos que utilizan combustibles limpios en los sistemas integrados

de transporte de las ciudades. Apuestas importantes se han dado en Bogotá, Medellín y Cali, que pueden ser imitadas en otras ciudades del país. Adicionalmente, en el transporte de carga podrían evaluarse nuevas oportunidades en coordinación con el sector privado (ver capítulo de ITL).

Por otra parte, es necesario avanzar en los aspectos técnicos complementarios, como el desarrollo y la construcción de la infraestructura que requieren dichos modelos de movilidad para atender la creciente demanda. En particular, se debe mejorar la disponibilidad de estaciones de carga y desarrollar redes de distribución que garanticen el abastecimiento de estos energéticos.

Por último, es factible introducir beneficios arancelarios, como los que hoy son otorgados a los vehículos eléctricos importados, a otras categorías de vehículos, así como extender estos beneficios a repuestos, autopartes y demás piezas que estos necesitan. Esto no solo facilitará la importación de este tipo de elementos, sino que también incentivará el ensamble de esta clase de vehículos en el país.

Igualmente, resulta conveniente eliminar el IVA a los servicios de carga eléctrica vehicular, una medida que incentivaría el transporte eléctrico particular y el despliegue de nuevos esquemas de carga pública.

Iniciativa destacada en materia de energía

CONPES 4075 — Política nacional de transición energética

En el primer trimestre de 2022 fue aprobado el CONPES 4075 de transición energética (DNP, 2022). Este documento de política se suma a las iniciativas adelantadas en los últimos años que están orientadas a la modernización, descarbonización y competitividad del sector de energía en Colombia.

Los ejes de esta estrategia se sustentan alrededor de cuatro objetivos principales: (i) incrementar la confiabilidad y seguridad del abastecimiento energético, (ii) mejorar el conocimiento y la innovación en la transición energética, (iii) aprovechar las oportunidades que ofrece la transición energética para el crecimiento de la economía y (iv) desarrollar un sistema energético que contribuya a disminuir las emisiones de GEI.

El primer objetivo busca definir y ejecutar estrategias para garantizar la autosuficiencia del país en materia energética. Entre estas se encuentran aumentar las reservas de gas y petróleo y acceder a la infraestructura necesaria para el abastecimiento seguro y eficiente de hidrocarburos.

El segundo objetivo se enfoca en la investigación y formación de capital humano para un sistema energético de cero y bajas emisiones. Igualmente, se busca el fortalecimiento de las capacidades regionales de movilidad sostenible, además

de la gestión de cierre y restauración de áreas con minería y la aplicación de nuevas tecnologías en minas, hidrocarburos y uso alternativo de biocombustibles (DNP, 2022).

El tercer objetivo busca adelantar lineamientos y acciones que logren diversificar las actividades económicas y los ingresos del sector energético, basándose en las oportunidades de la transición energética. Por último, el cuarto objetivo enfatiza la importancia de desarrollar un sistema energético sostenible ambientalmente a través de innovaciones en el sector transporte y el uso de combustibles más eficientes (DNP, 2022).

Esta iniciativa de política diseña, articula e implementa estrategias intersectoriales que pretenden solucionar algunas de las problemáticas más importantes del sector de energía —y, por esta vía, fomentar la transición energética—, impulsando un crecimiento sostenible en materia tecnológica y ambiental que sea responsable socialmente.

El horizonte de ejecución de esta política será de seis años, que comprenden el periodo entre 2022 y 2028, en el cual 19 entidades de orden nacional implementarán 97 acciones, las cuales representan una inversión total de COP 306.000 millones.

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 526.000 millones en 2011 a cerca de COP 137.000 millones en 2018. Esto representó un ahorro de COP 389.000 millones en este periodo.	Se hace necesario replantear los subsidios de energía a los estratos 1, 2 y 3.
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.	El 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 una 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 le permitan verificar el cumplimiento o incumplimiento de las metas de calidad para los años siguientes.
Avanzar en la elaboración de los componentes técnicos complementarios para el desarrollo de FNCER.	2020	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.	El proyecto de almacenamiento de energía (potencia de 50 MW) en la ciudad de Barranquilla busca estabilizar las deficiencias del sistema eléctrico de esa zona, donde con cierta frecuencia suelen darse apagones.
Avanzar en la implementación de una regulación de la calidad de potencia del SIN.	2020	Se implementó la regulación de la calidad de potencia del SIN mediante los cuatro instrumentos regulatorios propuestos en el Resolución CREG 032 de 2012.	
Facilitar el uso de los beneficios tributarios para eficiencia energética.	2020	El Decreto 829 de 2020 designó a la UPME como la 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 ante la ANLA, que tenía una duración de tres meses, por lo que los tiempos para que las compañías puedan acceder a los beneficios tributarios se reduce a 45 días.	A pesar de la centralización y simplificación de los procedimientos para acceder a los beneficios tributarios, la postulación a estos continúa siendo baja por parte de las empresas.

Recomendaciones en las cuales el CPC insiste

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	Actores involucrados	Observaciones
Asegurar la confiabilidad y el suministro de energía a través de la diversificación de la matriz de generación nacional, y asegurar la aplicación de los mecanismos previstos en el cargo por confiabilidad para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica en el mediano y largo plazo.	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 situaciones adversas que afecten la disponibilidad del recurso hídrico o la provisión de combustibles fósiles, así como el retraso en la entrada de proyectos de expansión de energía eléctrica tanto en generación como en transmisión.	Minenergía y CREG.	Las restricciones impuestas por la pandemia del COVID-19 retrasaron la ejecución de los proyectos de generación programados para entrar en operación a partir de 2022. Así, el aplazamiento de las 18 iniciativas producto de las subastas de cargo por confiabilidad y contratos de largo plazo del 2019 llevaría a que las empresas seleccionadas con asignación solo comenzarían a entregar energía al SIN a partir de 2023. Para revertir esto, se debe evaluar el desarrollo de esquemas de expansión para asegurar la confiabilidad en el suministro eléctrico en el mediano plazo frente a escenarios de alza de la demanda de energía.
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 diez años, lo cual pone en riesgo la autosuficiencia nacional en materia energética. Asegurar la disponibilidad de este recurso es fundamental ante eventuales periodos de baja hidrología en el país, en los que la generación térmica entraría a satisfacer en mayor proporción la demanda.	Minenergía, CREG y UPME.	Es necesario avanzar en la construcción de los ocho proyectos de infraestructura de transporte de gas, entre los que se encuentra la Planta de Regasificación del Pacífico. Con ellos se busca ampliar la cobertura del servicio y la capacidad de distribución ante el incremento previsto en la demanda.
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 a una mayor equidad.	Minenergía, UPME y empresas del sector.	De acuerdo con lo señalado en el PIEC 2019-2023, entre las opciones de expansión con mayor potencial se encuentran la interconexión al SIN, la generación aislada con solución individual solar fotovoltaica y las soluciones aisladas híbridas para microrredes.

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	Actores involucrados	Observaciones
Incrementar el monitoreo y 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. Todo esto puede llevar a la deslocalización de inversiones productivas en los territorios.	CREG y Superservicios.	Es primordial incorporar criterios más estrictos de metas, estímulos y penalizaciones alrededor del cumplimiento del reporte de la información y, también, sobre la calidad en la prestación del servicio. Esto permite contar con cifras periódicas y verídicas por parte de los operadores de red, de forma que estos puedan tomar los correctivos necesarios para ofrecer un mejor servicio a los usuarios.
Implementar la hoja de ruta para la adopción del hidrógeno en la matriz energética nacional.	La producción y el uso de este energético representan una oportunidad para el país, dados los recientes avances en la adjudicación y construcción de proyectos FNCER, cuya infraestructura podría ser utilizada para la generación de hidrógeno verde. Cálculos preliminares estiman un potencial de generación de energía para Colombia de 50 GW a partir de este combustible.	Minenergía, UPME y empresas del sector.	De acuerdo con el Foro Internacional de Energía e IRENA, Colombia podría convertirse en uno de los principales exportadores de hidrógeno verde de América Latina a partir de 2030. Así mismo, el país cuenta con el potencial para tener en 2050 el cuarto precio más bajo de hidrógeno verde, superado únicamente por China, Chile y Marruecos.
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. Además, permite actuar de manera oportuna y eficiente, evitando la presencia física de personal.	Minenergía, CREG, Superservicios, academia, centros de investigación y empresas del sector.	El uso de esta tecnología será un paso importante en la puesta en marcha de una red inteligente con flujo de energía bidireccional. Por medio de ella el consumidor podrá asumir el rol de productor de energía, gracias a las facilidades que esta representa para la incorporación de tecnologías de autogeneración, almacenamiento de energía, generación distribuida y vehículos eléctricos.

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	Actores involucrados	Observaciones
Impulsar los sistemas de autogeneración y generación distribuida al SIN, y poner en marcha los aspectos técnicos y regulatorios adicionales para su masificación.	El 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 le permitan a los usuarios entregar sus excedentes de autogeneración al SIN y obtener su liquidación económica.	Minenergía, CREG y UPME.	Es necesario progresar en algunos aspectos técnicos y regulatorios que podrían contribuir al impulso de esta tecnología. Entre estos: la regulación para proyectos de autogeneración colectivos a partir de procesos asociativos entre grupos de usuarios o comunidades; el cálculo del cargo por respaldo; y la exigencia de instalación de protecciones a los proyectos de generación de más de 250 kW, entre otros.
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 ahorros cercanos a los COP 1,5 billones anuales, gracias al incremento de la competencia en el mercado.	Minenergía y CREG.	La CREG publicó el documento 001 de 2022, a través del cual fijó la hoja de ruta de la RD en el SIN. Este documento fija las líneas de trabajo para los próximos años y busca liberalizar el sector hacia esquemas de libre competencia de la demanda. Esto le permite a los usuarios asumir una participación activa en el mercado, al reconocerles beneficios económicos por la gestión eficiente de su demanda
Replantear los subsidios a los estratos 1, 2 y 3.	Durante 2021, el monto de los recursos asignados ascendió a COP 4,0 billones, de los cuales los usuarios comerciales y residenciales de los estratos 5 y 6 contribuyeron con COP 1,2 billones. El déficit de COP 2,8 billones debió ser financiado por el Estado.	Congreso de la República, Minhacienda y Minenergía.	La Ley 2099 de 2021 habilitó el uso de la información socioeconómica de los hogares como criterio de focalización de los subsidios de energía. Aunque está pendiente la reglamentación de esta normativa, su efectivo cumplimiento sería un paso acertado hacia un mejor esquema de asignación de los subsidios, sustentado en los principios de equidad, redistribución y sostenibilidad financiera.

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	Actores involucrados	Observaciones
Fortalecer la CREG como instancia regulatoria del sector de energía en Colombia, e incluir el análisis de impacto normativo para la regulación que expide.	Es necesario avanzar en la implementación del análisis de impacto normativo (AIN), para que permita cuantificar los efectos de la regulación sobre la economía producto de las decisiones de entidades como la CREG.	Minenergía y Congreso de la República.	Resulta fundamental revisar y ajustar la normativa interna de la CREG y robustecer su capital humano, con el fin de que la regulación que expida se continúe caracterizando por tener independencia y un alto componente técnico. Para esto es necesaria la creación de un equipo de trabajo encargado del análisis de impacto normativo de las regulaciones en curso.
Potenciar la iniciativa de sustitución de leña para usos energéticos.	En Colombia 1,7 millones de hogares aún utilizan la leña como fuente primaria de energía para su subsistencia. La transición de estos hogares a otras fuentes de energía requerirá inversiones cercanas a COP 6,2 billones entre 2020 y 2050.	Minenergía y Minambiente.	Entre las alternativas de sustitución se encuentran el GLP, que podría extenderse a más de 880.000 hogares (el 57% del total que utilizan leña actualmente). Otras alternativas son el consumo de energía eléctrica, el biogás a partir de residuos orgánicos e, incluso, el remplazo por estufas más eficientes.
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.	Es primordial avanzar en la actualización periódica de reglamentos, como el RETIQ, y extender el uso de etiquetas informativas a aparatos industriales y vehículos. La información contenida en estas resulta fundamental para impulsar cambios en los patrones de consumo de los usuarios residenciales y del sector productivo.
Avanzar en las acciones complementarias para el desarrollo de la movilidad sostenible.	El sector transporte es la actividad económica que mayor energía demanda a nivel nacional. No solo esto, se caracteriza por contar con altos niveles de ineficiencia energética y pérdidas de energía. Adicionalmente, los energéticos prevalentes en este sector, diésel y gasolina, son altamente contaminantes, con lo cual se hace necesario incentivar nuevas modalidades de transporte que incluyan combustibles limpios y eficientes.	Minenergía y empresas del sector.	Si bien medidas como la Ley 1964 de 2019 han impulsado la movilidad sostenible en el país —en particular la movilidad eléctrica, que ha tenido resultados muy favorables con la entrada en circulación de cerca de 40.000 vehículos eléctricos e híbridos entre 2019 y mayo de 2022—, es necesario impulsar otro tipo de tecnologías como el gas natural vehicular, el autoglp y los biocombustibles.

Nuevas recomendaciones

Recomendación	Impacto esperado	Actores involucrados	Observaciones
Mejorar la planeación de los proyectos de generación y transmisión eléctrica y de explotación, transporte e interconexión de gas natural.	En general, la UPME define el momento en el cual se requiere determinada infraestructura de energía eléctrica y de gas natural. Una vez adjudicada la construcción de dicha infraestructura, es frecuente que los agentes que la desarrollan tengan demoras en la expedición de las aprobaciones ambientales y de consulta previa con las comunidades. Estas demoras se traducen en sobrecostos para los consumidores, dado que no pueden disponer de los recursos más económicos en los tiempos inicialmente previstos.	UPME, Minenergía, Mininterior y ANLA.	Para asegurar la entrada de los proyectos en los tiempos requeridos, se necesita, en primer lugar, agilizar la revisión de la documentación y la expedición de las licencias ambientales y consultas previas de estos proyectos. En segundo lugar, hay que aumentar el periodo de planeación para la identificación de los proyectos, en reconocimiento del tiempo que actualmente está demorando la expedición de estos permisos. Por último, se debe generar informes periódicos trimestrales de conocimiento público sobre la evolución del desarrollo de la infraestructura, para que los agentes puedan tomar las acciones correctivas pertinentes.
Emitir los aspectos regulatorios para el desarrollo del mercado de corto plazo y de servicios complementarios.	A partir de la experiencia internacional en mercados eléctricos modernos, el desarrollo de alternativas como el despacho vinculante, las sesiones intradiarias y los mecanismos de balance o ajuste son pilares fundamentales del mercado de corto plazo de energía. Estos contribuyen a un desarrollo adecuado del mercado eléctrico mayorista, en un marco de eficiencia y seguridad para el suministro eléctrico.	CREG	Se requiere que la CREG avance en la agenda regulatoria para el desarrollo normativo del mercado de corto plazo y de los servicios complementarios asociados a este.

REFERENCIAS

- 1 Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]. (2021). *Ronda minera 2021*. Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- 2 Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH]. (2022). *Informe de recursos y reservas 2021*. Agencia Nacional de hidrocarburos.
- 3 Andrade, M. G., Donado, L. D., Escobar, J. F., García González, M., Muñoz, M. G., Neslin, D., Manzano, O., Rosselli, D. A., Ruiz, J. P., Salazar, N., Vargas, C. A., Yoxtheimer, D. & Zamora Reyes, J. A. (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*. Ministerio de Minas y Energía. <https://img.lalr.co/cms/2019/04/06074041/aba.pdf>
- 4 Asociación Nacional de Empresas Generadoras [ANDEG]. (2021). *Solicitud de evaluar la realización de una subasta de expansión en el marco del esquema del Cargo por Confiabilidad* [Carta de Alejandro Castañeda a Jorge Valencia]. <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2021/12/073-2021-Solicitud-de-evaluar-la-realizacion%CC%81n-de-una-subasta-de-expansion%CC%81n-en-el-marco-del-esquema-del-Cargo-por-Confiabilidad.pdf?0f7c2b&0f7c2b>
- 5 Asociación Nacional de Movilidad Sostenible [ANDEMOS]. (2022). *Informe del sector automotor, mayo 2022*. ANDEMOS.
- 6 Asoenergía. (2022). *Informe sectorial # 27 - junio 2022*. Asoenergía.
- 7 Banco Mundial. (2019). *World data indicators*. World Bank Data.
- 8 Castro, A. & Pérez, D. (2019). *Diseño de un despacho vinculante y un mercado intradiario en Colombia*. CIGRE.
- 9 Consejo Privado de Competitividad [CPC]. (2020). *Informe Nacional de Competitividad, 2020-2021*. Consejo Privado de Competitividad.
- 10 DANE. (2021). *Cuenta satélite ambiental y económica, 2019*. DANE.
- 11 DANE. (2022). *Índice de Precios al Productor*. DANE.
- 12 Departamento Nacional de Planeación [DNP]. (2019). *Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022*. Gobierno de Colombia.
- 13 Departamento Nacional de Planeación [DNP]. (2021). *Guía metodológica para la elaboración del Análisis de Impacto Normativo (AIN) versión 2.0*. Departamento Nacional de Planeación. https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/ModernizacionEstado/ERel/Guia_Metodologica_AIN.pdf.
- 14 Departamento Nacional de Planeación [DNP]. (2022). *CONPES 4075 - Política Nacional de Transición Energética*. Departamento Nacional de Planeación.
- 15 Fedesarrollo. (2009). *Mercado de la energía eléctrica en Colombia. Características, evolución e impacto sobre otros sectores*. Fedesarrollo.
- 16 International Energy Agency [IEA] & Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos [OECD]. (2021). *World Energy Statistics*. IEA, OECD.
- 17 Instituto Nacional de Salud [INS]. (2019). *Informe Carga de Enfermedad Ambiental en Colombia*. Observatorio Nacional de Salud. <https://www.ins.gov.co/Direcciones/ONS/Informes/10%20Carga%20de%20enfermedad%20ambiental%20en%20Colombia.pdf>.
- 18 Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas [IPSE]. (2021). *Estado de la prestación del servicio de energía en ZNI*. <https://ipse.gov.co/>.
- 19 IRENA. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*. IRENA - International Forum Energy. <https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen>
- 20 Minenergía. (2020). *Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro*. Ministerio de Minas y Energía.
- 21 Minenergía. (2021a). *Transición energética: una realidad en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía.
- 22 Minenergía. (2021b). *Hoja de ruta para la adopción del Hidrogeno en Colombia*. Ministerio de Minas y Energía.
- 23 Minenergía. (2022a). *Cifras del sector de hidrocarburos*. <https://minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-natural/>
- 24 Minenergía. (2022b). *Estadísticas de gas licuado de petróleo*. <https://www.minenergia.gov.co/en/gas-combustible/>
- 25 Observatorio Energético Minero. (2022). *Tarifas eléctricas industriales y comerciales en latinoamérica*. Osinergmin. <https://observatorio.osinergmin.gob.pe/tarifas-electricas-industriales-comerciales-latinoamerica>.
- 26 OCDE. (2014). *Estudio de la OCDE sobre la política regulatoria en Colombia. Más allá de la simplificación administrativa*. OCDE publishing.
- 27 RUNT. (2022). *Composición del parque automotor en Colombia*. Registro único nacional de tránsito.
- 28 SER. (2020). *Propuesta de revisión del costo por respaldo para autogeneradores conectados al STR y SDL*. SER Colombia - Asociación Energías Renovables. https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2020/09/SER-Colombia_CargodeRespaldo_InformeFinal.pdf
- 29 Sistema de Información Eléctrico Colombiano [SIEL]. (2018). *Índice de cobertura de energía eléctrica*. SIEL - UPME. <http://www.siel.gov.co/Inicio/CoberturadelSistemaIntercontecadoNacional/ConsultasEstadisticas/tabid/81/Default.aspx>: SIEL - UPME.
- 30 Sinergia. (2022). *Seguimiento al PND 2018-2022*. Departamento Nacional de Planeación. <https://sinergiapp.dnp.gov.co/>
- 31 Superservicios. (2021). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2020*. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- 32 UPME. (2017). *Smart grids Colombia: Visión 2030*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 33 UPME. (2019). *Recomendaciones en materia de infraestructura de recarga para la movilidad eléctrica en Colombia*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 34 UPME. (2020a). *Plan de abastecimiento de gas natural 2019*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 35 UPME. (2020b). *Plan Energético Nacional 2020-2050*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 36 UPME. (2020c). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 37 UPME. (2020d). *Programa de sustitución progresiva de leña como energético en el sector residencial en Colombia*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 38 UPME. (2020e). *Proyecciones de demanda de energéticos ante el COVID-19, 2020-2026*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 39 UPME. (2021a). *Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2020-2034*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 40 UPME. (2021b). *Registro de proyectos de autogeneración y generación distribuida en 2020*. Bogotá D.C.: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 41 UPME. (2021c). *Registro de proyectos de generación de energía eléctrica*. Unidad de Planeación Minero Energética .
- 42 UPME. (2022a). *Balance Energético Nacional*. Unidad de Planeación Minero Energética.
- 43 UPME. (2022b). *Plan de Acción Indicativo de PROURE 2022-2030*. Unidad de Planeación Minero Energética. <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PROURE.aspx>
- 44 UPME. (2022c). *Proyección de demanda de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022-2036*. SIEL - UPME. http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf
- 45 WEC. (2021). *Energy Trilemma Index 2021*. World Energy Council.
- 46 WEF. (2019). *Global Competitiveness Index 2019*. World Economic Forum.
- 47 XM. (2022). *Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado, 2021*. XM.