



# ENERGÍA

---

Mujer joven recibiendo un cilindro de gas en la puerta de su casa ubicada en Boyacá, Colombia.



INTRODUCCIÓN

1

CONFIABILIDAD, COBERTURA Y PRECIO

2

EFICIENCIA EN EL USO Y CALIDAD  
DEL RECURSO

3

SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES

4

BIBLIOGRAFÍA

5



# MAPA DE UBICACIÓN



Índice de transición energética, 2023.  
Puesto 39 entre 120 países.  
Fuente: WEF (2023).

## PERFIL DE COLOMBIA EN MATERIA DE ENERGÍA

Tema	Indicador	Valor Colombia	Ranking en América Latina	Mejor país en América Latina (valor)	Promedio OCDE	Fuente
<b>Panorama general</b>	Ranking en el Energy Trilemma Index (de DDDd a AAAa)	BCAc	9 de 16	Uruguay (ABAb)	BAAa	World Energy Council (2022)
<b>Confiabilidad, cobertura y calidad</b>	Capacidad instalada de fuentes renovables, excluyendo hidroeléctrica (porcentaje del total)	2,0 %	14 de 16	Uruguay (40,7 %)	27 %	Energy Information Administration (2021)
	Capacidad instalada de fuentes renovables, incluyendo hidroeléctrica (porcentaje del total)	68,4 %	4 de 16	Costa Rica (86,5 %)	47 %	Energy Information Administration (2021)
	Capacidad instalada de fuentes fósiles (porcentaje del total)	36,3 %	4 de 16	Costa Rica (13,5 %)	41 %	Energy Information Administration (2021)
	Participación de la principal fuente de generación	63,2 %	13 de 16	Uruguay (27,8 %)	51 %	Energy Information Administration (2021)
	Número de días requeridos para obtener una conexión a energía permanente	88	13 de 17	Panamá (35)	74,8	Banco Mundial (2019)
	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)
	Índice de atracción de inversión	60,3	6 de 8	Brasil (68,9)	67,3	Instituto Fraiser (2022)
<b>Precio</b>	Precios de la energía eléctrica para la industria (USD centavos/kWh)	12,6	10 de 14	Paraguay (4,2)	10,9	Observatorio Energético Minero (2022), IEA y OCDE (2021)
<b>Eficiencia</b>	Intensidad energética de la economía (1.000Btu/2015 GDP PPP)	2,3	3 de 17	Costa Rica (2,16)	4,0	EIA (2021)
	Energía per cápita (MMBtu/persona)	32,4	11 de 17	Panamá (92,3)	151,4	EIA (2021)

Nota: La información reportada corresponde al último valor disponible.

# 1 INTRODUCCIÓN

La energía es un insumo básico para la productividad de una economía y por lo tanto es un pilar de la competitividad. Es necesaria en todo proceso productivo empresarial y un componente esencial para mejorar el bienestar de las personas. Al pensar en esta fuerza, que le da impulso a la sociedad, hay que hacer compatibles diversos objetivos para que se cumpla la meta de que el país sea más productivo con la matriz energética con la que se cuenta actualmente.

El acceso de la población al servicio de energía, bajo criterios tanto de confiabilidad como de mitigación de cambio climático, es uno de los propósitos necesarios para avanzar en los objetivos trazados en la agenda 2030; sin embargo, dicha confiabilidad es costosa, de tal forma que para lograr que este acceso sea también eficiente hay que incorporar más parámetros en la discusión. Los costos del acceso deben ser tenidos en cuenta, al igual que los riesgos que impone el cambio climático, pues exigen que se pondere que las fuentes limpias, como la hídrica, presentarán mayor volatilidad en el futuro en comparación con años anteriores.

Es claro que la matriz de generación que se construya debe aprovechar las tendencias del futuro del mundo de manera que se explote el potencial que tiene el país de insertarse en las cadenas mundiales de valor a través de la generación de energías más limpias y renovables, pero la secuencia en que se vaya transitando es crítica para el éxito de esta. Lo que es común a todos los objetivos es que se requiere de un entorno de confianza para el funcionamiento de los mercados energéticos y la estabilidad del suministro de energía confiable [Agencia Internacional de Energía [EIA], 2018].

Este año se cumplen 31 años desde la ocurrencia del apagón de 1992 que dejó en evidencia la vulnerabilidad del sistema frente al cambio climático. A partir de ello, se introdujeron las leyes 142 y 143 de 1994 para reestructurar la dinámica de mercado, impulsada por una mayor competencia y el establecimiento de un nuevo marco institucional y regulatorio. En consecuencia, el sector de energía ha asegurado el acceso, la continuidad y la suficiencia en la prestación del servicio de energía. Parte de este avance se debe a la creación de una institución técnica, hoy en día denominada la Comisión de Regulación de Energía y

Gas (CREG), encargada de emitir la regulación para asegurar la disponibilidad de una oferta eficiente y propiciar la competencia del sector de minas y energía (CREG, 2019).

Es importante resaltar que el sector energético aún enfrenta desafíos significativos en términos de confiabilidad, acceso y calidad del servicio a nivel regional. En primer lugar, es crucial que el Gobierno nacional continúe comprometido en asegurar el respaldo energético durante periodos de baja hidrología. En este sentido, se enfrenta un desafío considerable en relación con las reservas de gas natural, que desempeñan un papel fundamental en la transición energética. De hecho, para el año 2022 dichas reservas disminuyeron en 0,8 años de abastecimiento en comparación con las mencionadas en el año 2021, lo que requiere una atención especial.

Por otro lado, el acceso a la energía sigue siendo una preocupación ya que en el año 2019 aproximadamente 818 millones de viviendas carecían de servicio energético. Asimismo, se observan marcadas disparidades territoriales en términos de frecuencia y duración de las interrupciones del suministro eléctrico, lo cual limita el desarrollo de las economías locales y dificulta la mejora de la calidad de vida en los sectores más vulnerables de la población.

En lo que se refiere a la estructura del mercado energético, es imperativo fomentar una mayor competencia y promover un papel más activo por parte de la demanda. Esto permitirá la formación de precios más eficientes, lo que tendrá un impacto directo en la estructura de costos de las empresas, especialmente aquellas que dependen intensamente de la energía en sus procesos productivos.

Es esencial comprender que la eficiencia energética desempeña un papel crucial tanto en garantizar el suministro de energía como en utilizar el recurso de manera rentable. Por lo tanto, es fundamental fomentar la adopción de nuevas tecnologías, prácticas operativas y hábitos de consumo que optimicen el uso de la energía disponible. Esto implica fortalecer la capacidad técnica de las instituciones responsables de la operatividad del sistema y establecer un clima de confianza entre los proveedores de energía, los consumidores y las instituciones reguladoras.

De igual manera, la confianza en las políticas energéticas y los marcos reguladores tiene un rol clave al estimular la inversión

y la innovación en el sector energético. Además, es fundamental lograr la aceptación social de las medidas de política climática y energética necesarias. Esta aceptación social es vital para impulsar la transición hacia un sistema energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente (Saggese, 2018).

Este capítulo se divide en dos secciones que exploran la relación entre la energía y la confianza: (1) confiabilidad, cobertura y precio, que visibiliza la necesidad de respaldar la matriz y aumentar las inversiones para ampliar la cobertura a nivel

nacional, y (2) la eficiencia en el uso y la calidad de los recursos, donde se destaca la importancia de preservar la confianza de los hogares y del sector productivo en cuanto a mitigar las interrupciones del servicio, que acarrearán impactos negativos en la competitividad y la productividad del país. En la presente edición se formulan ocho recomendaciones, siete de ellas priorizadas y enfocadas en cómo mejorar la confianza entre los actores del sistema de energía puede contribuir a aumentos en la productividad y la competitividad del país.

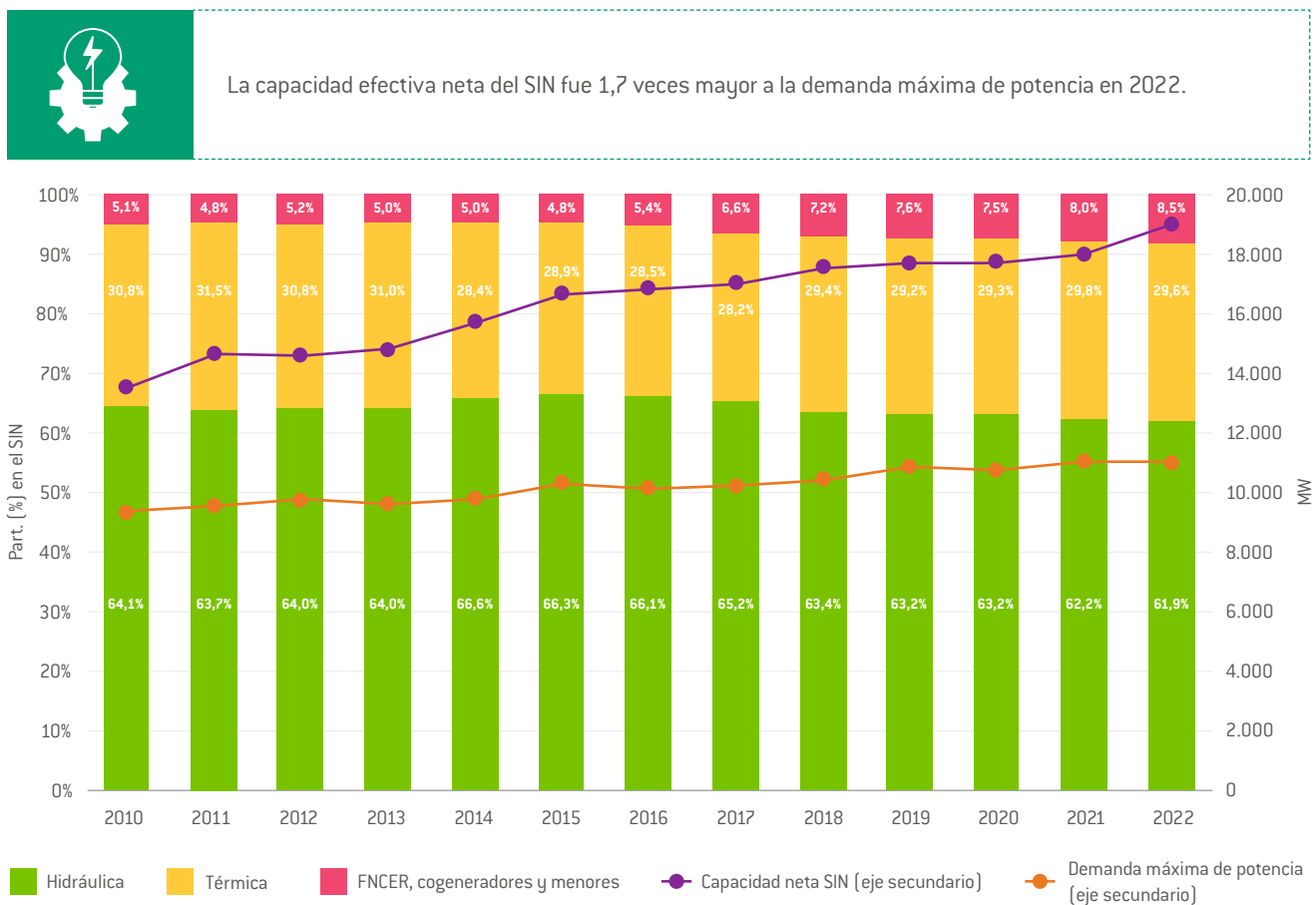
## 2 CONFIABILIDAD, COBERTURA Y PRECIO

La confiabilidad de la matriz eléctrica representa la capacidad que tiene el sistema de generación para suplir la demanda y mantener un suministro de energía constante, en línea con los estándares técnicos de calidad, y suficiencia (Unidad de Planeación Minero Energética [UPME], 2021). En Colombia, durante los últimos 12 años se observó un crecimiento constante de la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN), alcanzando un aumento promedio del 38,2 % en el año 2022. En ese año se registró un incremento del 5,2 % que situó la capacidad en 18.777 MW, superando así la demanda máxima de 10.864 MW (XM, 2023). Este incremento proporciona un margen de reserva para hacer frente a los riesgos de escasez. Sin embargo, el gran reto hacia delante del sistema en Colombia es hacerle frente al impacto del cambio climático en la confiabilidad de la generación, con costos que no amena-

cen el bienestar social de la población y la productividad de esta y del sistema productivo (Levy y Carrasco, 2020).

El país se destaca por tener una matriz energética limpia, pero esta característica la hace particularmente vulnerable al impacto del cambio climático porque está concentrada en fuentes de generación hídrica. La mayor parte de la energía para el año 2022, alrededor del 61,9 %, provino de fuentes hidráulicas, con una capacidad efectiva de 11.619 MW. En segundo lugar, se encuentra la generación térmica, que representa aproximadamente el 29,6 % de la capacidad instalada del SIN, con 5.554 MW. Finalmente, las fuentes no convencionales, cogeneradores y plantas menores representaron el 8,5 %, aportando 1.604 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, 2010-2022.



Fuente: XM (2022). Cálculos: CPC.

Cabe destacar que, en el último episodio del fenómeno de El Niño, que ocurrió entre 2015 y 2016, se puso a prueba la confiabilidad del sector eléctrico y se constató la preparación de los generadores para hacer frente a las demandas de energía. Gracias al sistema del cargo por confiabilidad, se aseguró el 100 % del suministro eléctrico, respaldando así la estructura energética (Acolgen, 2022). No obstante, estos riesgos son crecientes en el tiempo.

A medida que se acercó el final del año 2022, la Organización Meteorológica Mundial (OMM) emitió una advertencia sobre la posible ocurrencia de un nuevo episodio de El Niño: se estima que existe una probabilidad del 90 % de que dicho fenómeno continúe prevaleciendo durante el segundo semestre de 2023 con una intensidad moderada (OMM, 2023<sup>a</sup>). Este pronóstico está respaldado por el aumento significativo de las temperaturas en el mar del Pacífico ecuatorial observado desde febrero de este año (Organización de las Naciones Unidas [ONU], 2023). Ante esta situación, el país se enfrenta nuevamente al desafío de garantizar el suministro de energía, tal como lo hizo en el año 2015.

La confiabilidad es un bien costoso, y en consecuencia hay que buscar una ruta hacia ella que no sacrifique en exceso el bienestar de las personas y de la producción. Las fuentes hídricas siempre van a velar por su suficiencia, y el precio al que van a entrar a hacer parte de la oferta va a buscar ubicarse por encima del costo de las alternativas de generación, justamente para cuidar recursos que amenazan con ser escasos en el futuro.

Las alternativas de generación provienen de combustibles fósiles y de fuentes renovables alternativas, aunque estas también presentan retos de confiabilidad. Por tal motivo va a ser necesario mantener una provisión de combustibles fósiles que permita cuidar los recursos hídricos, velar por la confiabilidad y no reducir el acceso por costos excesivos para la población o la productividad para las empresas. El carbón, el petróleo y el gas natural continúan siendo necesarios dentro de la mezcla óptima de fuentes de generación. Entre estos tres, el gas natural es el que permitirá garantizar la confiabilidad con menores costos de contaminación, lo que justifica que se insista sistemáticamente en su importancia estratégica.

En efecto, durante el periodo que abarca desde enero de 2020 hasta diciembre de 2022, el suministro de energía térmica dependió en gran medida del gas natural y del carbón. El primero se posicionó como la principal fuente de combustible, representando el 55 % del consumo total, seguido de cerca por el carbón, que contribuyó con el 40 % (XM, 2023).

El gas natural, en particular, se considera un eje fundamental en la transformación energética debido a su versatilidad ya que puede utilizarse tanto en forma líquida como gaseosa, y genera emisiones más bajas de gases de efecto invernadero por unidad

de energía en comparación con otros combustibles fósiles. Además, este combustible proporciona estabilidad en la generación de electricidad a costos reducidos. En este sentido, se proyecta que el gas natural sea el combustible de mayor crecimiento a nivel mundial, tanto así que la Unión Europea lo ha reconocido como una fuente de energía verde (Benavides *et al.*, 2022).

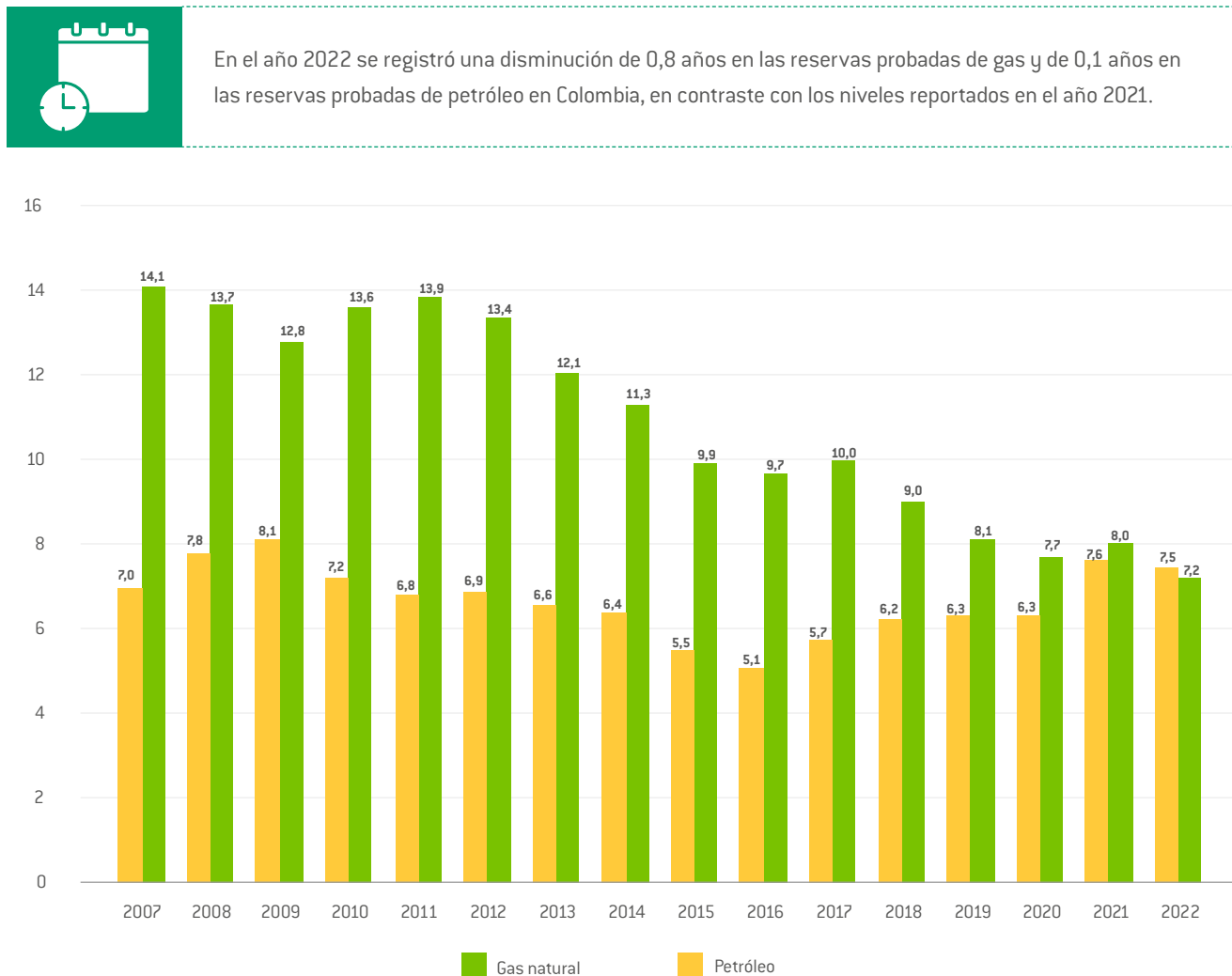
Igualmente, en el Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052, la UPME (2023a) prevé que en Colombia el gas natural ejerza un papel crucial en la transición energética, y se estima que, junto con la energía eléctrica, representarán entre el 38 % y el 49,4 % del consumo de energía para el año 2052. Por tanto, es de vital importancia asegurar la autosuficiencia del país en materia de estos recursos energéticos.

Sin embargo, según la encuesta realizada por el Instituto Fraser sobre empresas mineras, América Latina y el Caribe se posicionan como la quinta región menos atractiva para la inversión minera a nivel mundial. En su índice de atracción a inversión minera, Colombia descendió en el *ranking* en 2022 en comparación con el año anterior, ubicándose en el puesto 36 de 62 países y siendo considerada como la jurisdicción menos atractiva para la inversión en la región. Parte de este descenso responde al cambio en la agenda económica de Colombia en torno a la exploración de gas natural y petróleo a finales del año 2022 (Fraser Institute, 2022), pues el anuncio de que el país no concedería nuevos contratos de exploración ni explotación en estos recursos con el argumento de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero transmitió mensajes claros a los inversionistas, generando inquietud y provocando un ambiente de incertidumbre en el sector.

De acuerdo con la información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH, 2023), se estima que el horizonte temporal de abastecimiento de las reservas probadas de gas en Colombia es de 7,2 años, mientras que para el petróleo es de 7,5 años (Gráfica 2). Esta situación es preocupante ya que las reservas probadas de gas natural han alcanzado uno de sus niveles más bajos, lo que destaca aún más la necesidad de promover y fortalecer estas actividades.

Sumado a lo anterior, el PEN 2022-2052 plantea cuatro escenarios de oferta de gas natural de acuerdo con las reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos del país. El primero (E1), en concreto, indica que la oferta de gas natural asciende a 2.574 gigapies cúbicos, lo cual representa retos importantes para suplir la demanda local ya que a partir de 2025 se necesitaría importar gas natural. Por otro lado, si se toman medidas para añadir nuevas reservas, tal como lo plantean los escenarios dos (6.281 gigapies cúbicos), tres (9.176) y cuatro (14.356), la necesidad de importación se retrasaría a 2027, 2029 y 2040, respectivamente.



**Gráfica 2.** Años de abastecimiento de las reservas probadas de gas y petróleo en Colombia, 2007-2022.

Fuente: ANH (2023). Cálculos: CPC.

La confiabilidad y su adaptación al cambio climático son los retos para gran parte de la población del país. Sin embargo, aún hoy existen problemas más básicos como lo es el acceso del servicio de energía para algunas regiones del país. Según datos del informe de la UPME (UPME, 2023b), en 2022 se registró una cobertura eléctrica a nivel nacional del 94,9 %, lo cual implica que existían alrededor de 818.119 hogares que carecían de acceso a este servicio esencial.

No obstante, no basta tener acceso a servicio de energía, es necesario garantizar la disponibilidad de energía de manera confiable y continua. La privación de la energía es una problemática que se necesitan abordar en el país dado que afecta de manera transversal a toda la población, pero especialmente a los hogares pobres (17,4% de los hogares están privados del servicio a energía al cocinar con leña, carbón, madera o desechos) y a los vulnerables (11,9 %). Un energético sustituto de la leña, el carbón y los desechos y otros combustibles contaminantes

es el gas natural, pues, 1 de cada 5 personas cocina con esta fuente de energía, se convierte en el energético más usado en los hogares de la zona urbana (85,9 %), intermedias (59,4 %) y rural cercanas (45,5 %) (InclusiónSAS & Promigas S.A. E.S.P, 2023).

El Índice Multidimensional de la Pobreza Energética, realizado por la fundación Promigas e Inclusión S.A.S, (2023), muestran que a nivel nacional el 18,5 % de las personas presentan pobreza energética, el panorama se agrava cuando se desglosa para rural remoto, rural cercano donde el 47,9 % y el 34,9 % de la población están en pobreza energética, respectivamente, un porcentaje muy elevado si se compara con el área urbana (4,3 %). Sumado a ello, el IMPE muestra que, al comparar los departamentos, se observan brechas pronunciadas, en donde Vichada, Vaupés, Guainía, Córdoba y la Guajira son los departamentos más vulnerables frente que la población se enfrente a pobreza energética (Gráfica 3).



Ante la necesidad de brindar servicios energéticos a comunidades donde la conexión al SIN no resulta costo-eficiente, se ha impulsado la adopción de fuentes de energía alternativas y renovables. El Gobierno ha llevado a cabo subastas, como la realizada en octubre de 2019, donde se adjudicaron más de 1,3 GW de capacidad de generación proveniente de proyectos eólicos y solares. Esta iniciativa ha atraído una inversión aproximada de USD 2,2 mil millones, proveniente tanto de actores nacionales como internacionales (Davies y Saygin, 2023). Hasta diciembre de 2022, se logró conectar a la red nacional cerca de 7.930 MW y 8.316 MW de capacidad de generación de energía eólica y solar, respectivamente (UPME, 2023).

Por otro lado, el acceso al servicio de energía se ve afectado por el sistema de precios, especialmente cuando fluctúa por los cambios que ocasiona la llegada del fenómeno de El Niño y el cambio climático, que dejan en evidencia la vulnerabilidad de la matriz eléctrica. Cuando el precio de la energía tiende a aumentar, los hogares deben destinar una fracción mayor de sus ingresos para mantener su nivel de consumo energético habitual. Esta situación ocasiona una pérdida considerable en el bienestar de la población. Sumado a ello, ejerce presión directa en el sector productivo ya que impacta la estructura de costos de las empresas y su competitividad (Banco Mundial, 2019).

En Colombia, el precio de la energía está determinado por una combinación de factores estructurales y estacionales. Los factores estructurales incluyen aspectos normativos, regulatorios y la estructura del mercado energético. En febrero del presente año, el precio promedio de bolsa diario alcanzó su punto máximo (COP 801,2/kWh), al aumentar un 16,9 % en comparación con el valor máximo del mismo mes del año anterior (Gráfica 4). Los factores estacionales, por su parte, están influenciados por la variabilidad climática y las condiciones de la oferta energética (Fedesarrollo, 2009). La generación hidroeléctrica se posiciona como la fuente de energía con los precios más competitivos tanto en el corto como en el largo plazo, lo cual contribuye

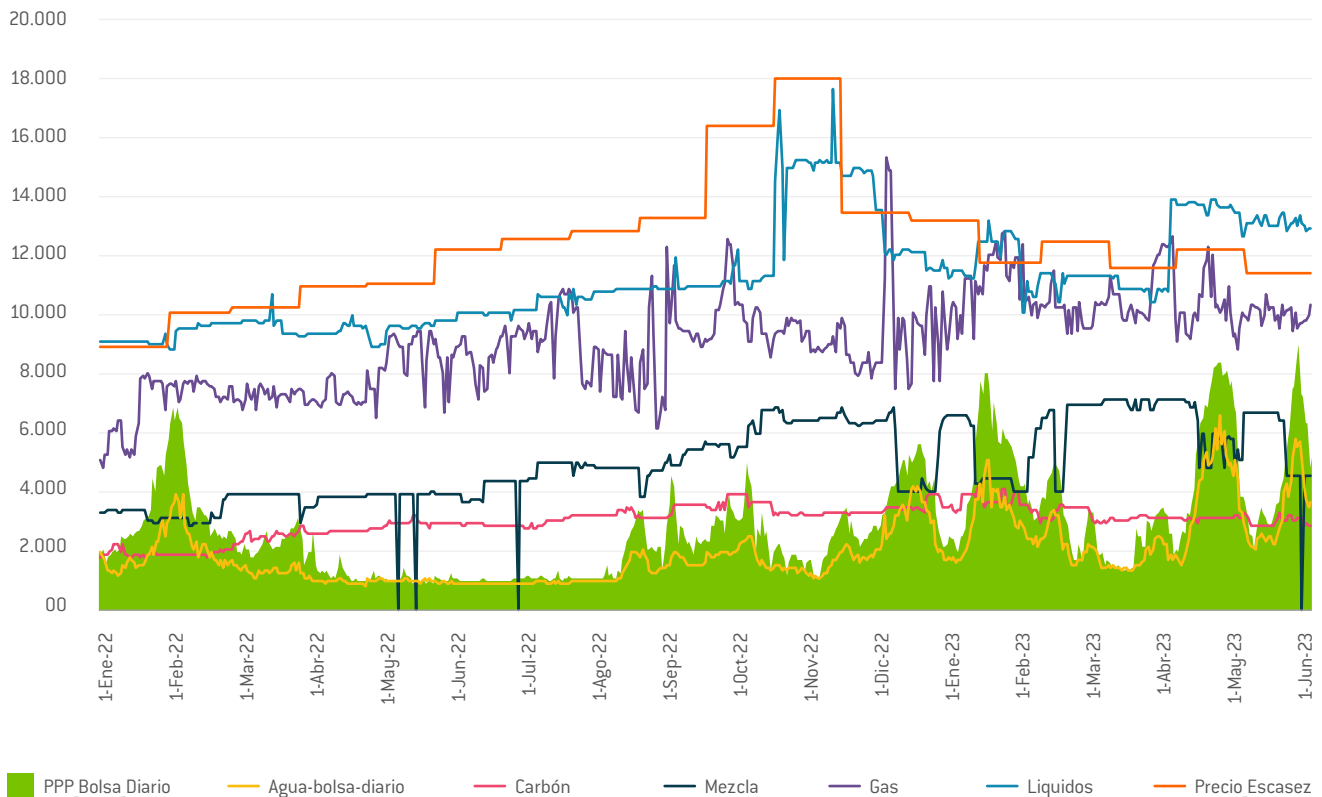
a mantener tarifas atractivas en el mercado eléctrico. En el año 2022, el precio promedio de la energía generada a partir de esta fuente rondó los COP 149,6 luego de afrontar por tres años el fenómeno de La Niña, con aportes de lluvias muy por encima de la media, que derivaron en unos niveles de embalses superiores a la media. Sin embargo, es importante mencionar que en periodos de baja hidrología el precio de la generación de energía hidráulica cede y da paso al segundo componente para que la respalde, de manera que los embalses puedan provisionarse para que no haya una escasez de agua.

Debido a lo anterior, la generación térmica a partir de carbón, que es el recurso más disponible en el país, empieza a tomar mayor relevancia en la formación del precio debido a que es la segunda con los precios más competitivos (COP 289,7/kWh), aunque con mayor volatilidad. Posteriormente participan en la formación de precios la generación a partir de mezclas de biodiésel (COP 458,3/kWh) y la generación térmica con gas (COP 839,5/kWh). Por último, está la generación de energía a partir de diésel, que registra el precio promedio más alto, de COP 1.070/kWh. Este combustible se utiliza ampliamente en la generación de energía en las Zonas No Interconectadas del país, donde representa el 96 % de la energía generada (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas no Interconectadas [IPSE], 2021).

En este sentido, la implementación de proyectos de inversión privada tanto en fuentes de energía renovable no convencional como en exploración y explotación de gas natural es indispensable para ampliar la confiabilidad y seguridad del sistema, la cobertura de servicios eléctricos en las ZNI y hacer más competitivos los precios. En este contexto, la confianza desempeña un papel crucial al dar señales de largo plazo para estimular la atracción de inversiones en el sector energético, y diversos estudios respaldan la idea de que puede acelerar el proceso de transición hacia un sistema energético más sostenible (Ting y Lean, 2019).

**Gráfica 4.** Precio diario de oferta de la energía, según tipo de combustible y precio promedio ponderado (COP/kWh), en Colombia, 2022-jun-2023.

El precio de la energía eléctrica depende del tipo de combustible utilizado. En términos generales, la generación hídrica es la más competitiva y la que mayor peso tiene en la determinación del precio en bolsa debido a su mayor contribución en la capacidad efectiva de generación.



Fuente: XM (2023). Cálculos: CPC.

Ahora bien, en el país también opera un mercado bilateral en el cual los oferentes y los consumidores tienen la libertad de negociar y acordar los precios de la energía a través de contratos bilaterales. Estos se dividen en dos categorías: los regulados, que principalmente abarcan el sector residencial, y los no regulados, que son utilizados por las empresas del sector productivo y se caracterizan por su alto consumo energético. En cuanto a los precios de estos contratos, históricamente han sido más altos que el promedio del mercado mayorista, especialmente en períodos de condiciones hidrológicas normales<sup>1</sup> (Gráfica 5).

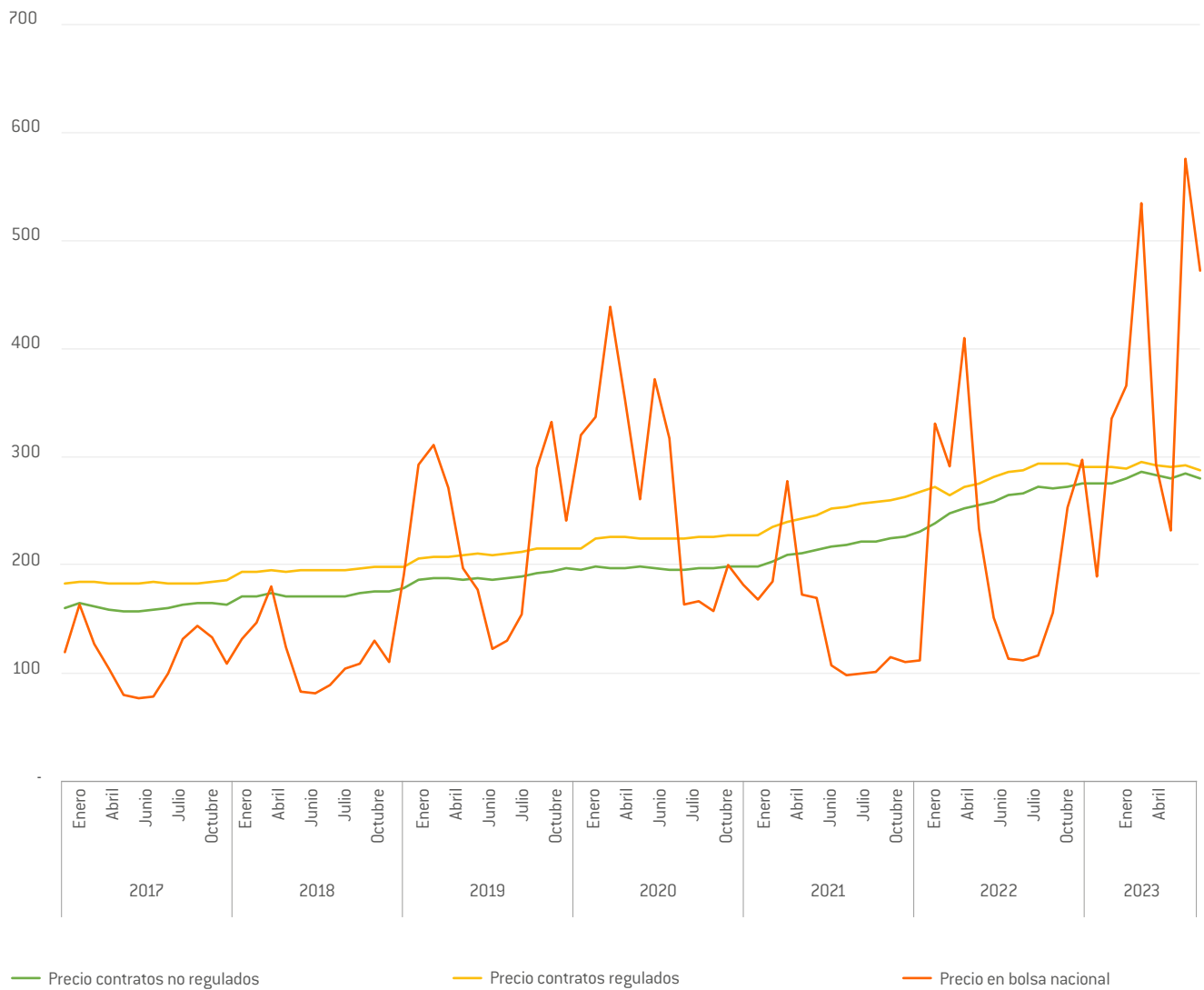
Durante el transcurso del año hasta mayo de 2023 se ha observado un incremento en los precios de los contratos bilaterales en comparación con el mismo periodo del año anterior. Para los contratos regulados, el aumento registrado fue del 4,9 %, mientras que para los contratos no regulados fue del 9,7 %. Sin embargo, es importante destacar que este incremento es relativamente menor en comparación con el aumento del precio promedio en el mercado mayorista (92,3 %).

1. No 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, cuando el precio de la bolsa ha superado COP 1.000 por kWh.

**Gráfica 5.** Precios mensuales promedio de los contratos regulados y no regulados de energía (COP) en Colombia, enero de 2017-junio de 2023.



A lo largo del primer semestre de 2023, los precios de los contratos regulados y no regulados han mostrado una tendencia estable, manteniéndose en niveles cercanos a los COP 285/kWh.



Fuente: XM (2023). Cálculos: CPC.

# RECOMENDACIONES



Nueva recomendación



Recomendación relacionada



Recomendación priorizada



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

Ante la disminución de las reservas de gas natural en el país, resulta 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 siete años.

En el más reciente Plan de Abastecimiento de Gas Natural en Colombia, la UPME (2020) ha dado prioridad a ocho proyectos de infraestructura<sup>2</sup> de transporte de gas, con el objetivo de expandir la cobertura del servicio y aumentar la capacidad de distribución en previsión del aumento de la demanda. Según la información presentada por esta entidad, se espera que el consumo de gas natural en el país experimente un crecimiento promedio anual ente el 0,1 % y el 1,4 % entre 2022 y 2052 (UPME, 2023d).

La Planta de Regasificación del Pacífico es uno de los proyectos destacados en la actualidad. En 2021, la adjudicación de este proyecto quedó desierta, pero se tomó la iniciativa de iniciar un nuevo proceso de convocatoria en 2022, el cual tampoco tuvo éxito. A raíz de ello, se actualizó el cronograma y se estableció que las ofertas se recibirían originalmente a finales de febrero de 2023. Sin embargo, debido a ciertas circunstancias, se extendió el plazo hasta agosto de este año. Durante este tercer intento, se han implementado ajustes normativos con el objetivo de abordar los posibles riesgos de retraso que puedan surgir durante la ejecución del proyecto. Es fundamental tener en cuenta que, en proyectos de esta naturaleza, el cumplimiento de los requisitos de consulta previa con las comunidades y la obtención de licencias ambientales son aspectos recurrentes que deben ser gestionados adecuadamente para evitar demoras significativas en su desarrollo.

También es importante destacar que la planta de regasificación, que tendrá una capacidad de 400 millones de pies cúbicos de gas por día, requerirá una inversión aproximada de USD 700 millones y se espera que entre en funcionamiento hacia el año 2028. Además, contará con un gasoducto que la conectará con el Sistema Nacional de Transporte de Gas en el municipio de Yumbo, ubicado en el Valle del Cauca.

Por otro lado, en relación con la producción nacional de gas natural, es necesario que el Gobierno reevalúe la continuidad de nuevos proyectos de exploración y explotación, incluyendo aquellos considerados “costa afuera”<sup>3</sup>. Esto se debe a que en 2023 se registró una reducción de 0,8 años en las reservas probadas de gas natural en comparación con el año 2022 (ANH, 2023) y, según las proyecciones de la UPME, de continuar con este panorama se pone en riesgo la autosuficiencia del gas natural hacia el año 2025 (UPME, 2023d). El PEN identifica al gas natural como una opción viable para diversificar la matriz energética en el sector del transporte, así como en el sector industrial. En cuanto al sector residencial, prevé un aumento de la participación del gas natural de 1 % al 15 % en 2040, desempeñando un papel fundamental en la sustitución de la leña en las zonas rurales.

Adicionalmente, es importante revisar el estado de todas las reservas sin importar su clase, con el propósito de evidenciar si existen capacidades en algún campo que pueda convertirse en reservas probadas, con algunas acciones especiales que se realicen desde las entidades del Gobierno y desde el sector. El propósito debe ser que se realicen los esfuerzos necesarios para aumentar

2. 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.

3. 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.

esas reservas probadas. Asimismo, convendría evaluar acciones como estampillar las conexiones desde el campo hasta el Sistema Nacional de Transporte de Gas para facilitar su construcción y remuneración, sin afectar el precio de la molécula de gas, evitando que este costo le reste competitividad y viabilidad al campo de dicho recurso.

Por su parte, las reservas probadas de petróleo, como las de gas natural, han experimentado una ligera disminución: pasaron de 7,6 en 2021 a 7,5 en 2022. Aunque esta reducción no es significativa, es importante destacar la incertidumbre que están enfrentando las empresas mineras en el sector. Según una encuesta realizada por Fraser Institute (2022), Colombia es considerado el país menos atractivo de América Latina y el Caribe para invertir en este ámbito debido a los cambios en la regulación y la decisión de no continuar explorando ni explotando. Además, Campetrol estima que la inversión extranjera directa destinada al sector petrolero en 2023 se situaría entre USD 1.661 millones y USD 3.480 millones, lo que representaría una disminución del 7,5 % en comparación con 2022.

En este contexto, es crucial abordar las recomendaciones de la Misión de Expertos sobre *Fracking* en Colombia. Este grupo sugiere llevar a cabo proyectos piloto de exploración para obtener evidencia científica sobre los posibles riesgos asociados a esta técnica y determinar su viabilidad en el país (Andrade et al., 2019). Restablecer la confianza de las empresas del sector se vuelve fundamental.

Cabe destacar que el Gobierno ha incrementado el factor de recobro mejorado del petróleo, pasando del 20 % al 23 %. Sin embargo, este valor aún se encuentra por debajo del promedio internacional (38 %). Al aumentar este factor, se puede extraer un mayor porcentaje del petróleo presente en cada yacimiento. Por lo tanto, es importante realizar estudios para evaluar la pertinencia de aumentar aún más esta cifra. Según Campetrol, por cada incremento del 1 % en el factor de recobro, se agregarían 650 millones de barriles a la base existente de reservas de petróleo.



#### Atender la agilidad de los procesos necesarios para el ingreso de la nueva capacidad de generación de la matriz.

En aras de garantizar una operatividad eficiente y evitar demoras en la puesta en marcha de proyectos cruciales para la confiabilidad, es necesario que el país cuente con una visión clara de los plazos en los que se deberían otorgar los permisos requeridos. Esta transparencia fomenta un clima de confianza entre los productores y el Gobierno, y establece reglas claras en el marco regulatorio, lo cual es fundamental para impulsar el avance hacia un sistema energético sostenible.

Según la Asociación de Energía Renovable (SER, 2023), se han identificado ciertos retrasos en la programación y puesta en marcha de 80 proyectos de generación registrados por sus asociados. Estos proyectos tenían como objetivo aportar 3.330 MW de fuentes renovables no convencionales, de los cuales 1.280 MW se esperaban para el año 2023, y 2.050 MW, para el año 2024. Estos proyectos, que consisten en 78 proyectos de energía solar y 2 proyectos de energía eólica, se estima que impactarían a aproximadamente 1,8 millones de colombianos. SER ha identificado que cerca del 65 % de los 80 proyectos analizados están enfrentando retrasos en los trámites y puesta en marcha, lo cual representa aproximadamente el 85 % de la nueva capacidad planificada (2.965 MW de 3.330 MW).

SER estima que, del 65 % de los proyectos retrasados que han sido monitoreados, el 40 % de los retrasos se deben a demoras en los trámites ambientales, especialmente por parte de las corporaciones autónomas regionales (40 %) y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (10 %). Otros proyectos presentan proble-

mas con los trámites en la UPME en relación con las solicitudes de cambios en la fecha de la puesta en marcha. Estas agencias y entidades deben tener como prioridad estratégica la agilización de estos trámites.

Por otro lado, en presencia de aumentos de la demanda por encima de las proyecciones originales, se debe velar por la oportuna ejecución de todas las subastas que se han determinado para generar la oferta necesaria. Según la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG, 2022), la demanda de energía ha estado aumentando de manera significativa, superando incluso las proyecciones más altas para 2021 y las proyecciones medias del presente año establecidas por la CREG. Durante el año 2023, se han observado picos cercanos a los 226 GWh-d, lo que indica una clara tendencia de crecimiento en la demanda. ANDEG resalta la importancia de la realización de la subasta del cargo por confiabilidad, convocada mediante la Resolución CREG 101 034 A de 2022, ya que se estima un déficit de 2.055 GWh/año a mediano plazo, según el documento Soporte CREG 101 030 A de 2022.

En línea con lo expuesto, la subasta del cargo por confiabilidad se realizará con el objetivo de evitar un déficit de 856 GWh, que representaría un costo de COP 1,32 billones para el país en caso de no llevarse a cabo, en contraste con los COP 170.000 millones que supone el cargo por confiabilidad. Esta subasta plantea el inicio de las obligaciones para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028.

Ante este panorama, se debe asegurar energía en firme para los periodos 2023-2024, 2024-2025 y 2025-2027, de manera que contribuya a respaldar el sistema y evitar déficits a mediano plazo. Asimismo, se debe evaluar la oportunidad de utilizar los mecanismos establecidos por la regulación vigente, como la asignación administrada de obligaciones de energía en firme a plantas existentes, para cubrir la energía en firme para el cargo

por confiabilidad (ENFICC) base del sistema, o 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, con el fin de lograr un equilibrio en la energía firme a partir del año 2024, tal como se establece en la Resolución CREG 071 de 2006.



**Aumentar la presencia de las autoridades en las consultas previas para agilizar la puesta en marcha de los proyectos y el acercamiento con las comunidades para generar entorno de confianza.**

La consulta previa es un derecho fundamental de los grupos étnicos que les permite tomar decisiones sobre medidas, proyectos, obras o actividades que se llevarán a cabo en sus territorios. Su objetivo principal es proteger su integridad cultural, social y económica, al tiempo que garantiza su derecho a participar en dichos procesos [Agencia Nacional de Minería [ANM], 2022].

Este mecanismo de participación es fundamental para establecer una alianza de confianza entre las empresas que llevan a cabo proyectos en los territorios y estas comunidades. La cons-

trucción de confianza en este proceso depende, entre otras, de que se identifiquen *ex ante* las comunidades y potenciales conflictos que se deben atender. Esto es fundamental para la empresa que está planeando su inversión y para las comunidades cuyos derechos realmente deben ser tutelados. Un paso importante en este camino es la actualización sistemática del registro de las comunidades potencialmente afectadas, a fin de evitar la aparición de agentes que ilegítimamente desgasten la confianza en el acercamiento.



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

El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 destaca la necesidad de lograr la universalización del servicio de energía eléctrica en Colombia ampliando la cobertura mediante la conexión al SIN de las ZNI. Para el cuatrienio estima una meta en la capacidad en generación comercial a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) de 2.297,08 MW (Departamento Nacional de Planeación [DNP], 2023). Para garantizar este acceso universal, se requiere realizar inversiones y adoptar soluciones específicas adaptadas a las características de cada territorio, considerando aspectos como la geografía, la densidad poblacional, la disponibilidad de fuentes de energía costo-eficientes y, por supuesto, la confianza de los ciudadanos y las empresas en la política energética.

De acuerdo con el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2019-2023 (PIEC), entre las opciones con mayor potencial se encuentran la interconexión al SIN, la gene-

ración aislada mediante sistemas fotovoltaicos individuales y las soluciones aisladas híbridas para microrredes<sup>4</sup>. Estas soluciones requerirán inversiones aproximadas de COP 14,5 billones para cubrir a las 818.119 viviendas sin servicio.

En el caso de las soluciones aisladas híbridas, existen alternativas eficientes como el uso de biomasa y el gas licuado de petróleo (GLP) como complemento al diésel, que ofrecen amplias posibilidades en las ZNI del país. Por ejemplo, el proyecto de generación inaugurado por Refoenergy en el municipio de Puerto Carreño en 2021, con una capacidad de generación de 4,5 MW, ha brindado una respuesta a los problemas de intermitencia en el suministro eléctrico de esa región. Por otro lado, la Ley 1955 de 2019 permitió la sustitución de proyectos que utilizaban diésel por energéticos más económicos y menos contaminantes, como el GLP, que podrían ser subsidiados con recursos del presupuesto público.

4. 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.



En cuanto a los mecanismos de financiación de estos proyectos de expansión, se requieren dos elementos. Por un lado, es necesario incentivar la participación del sector privado mediante la creación de modelos de negocio viables, con una remuneración regulada adecuada y un marco jurídico y regulatorio estable a largo plazo que genere confianza. Por otro lado, acelerar la puesta en marcha

del Fondo Único de Soluciones Energéticas (Fonenergía), creado mediante la Ley 2099 de 2021 y puesto en marcha mediante el Decreto 1580 de 2022, el cual fomenta la financiación pública para proyectos planes y programas que mejoren la calidad del servicio, la expansión de la cobertura y la normalización de redes mediante soluciones de energía eléctrica y gas combustible.



### Garantizar que la Comisión de Regulación de Energía y Gas funcione como fue pensada.

El gran apagón de 1992 fue un evento que dejó importantes lecciones, y una de ellas fue la insostenibilidad de dejar en manos exclusivas del Gobierno las decisiones de inversiones sobre tarifas y expansión en el sector energético. Esto se fundamenta en los problemas de déficit que enfrentaron las empresas públicas en la década de 1990, presentando una situación financiera insostenible. A raíz de este suceso, se creó la CREG, la cual cuenta con criterios técnicos, expertos independientes y establece reglas claras para los inversionistas en la cadena de servicios energéticos.

La CREG es la entidad encargada de emitir las medidas que regulan los servicios de electricidad y gas, en cumplimiento de lo establecido en las leyes 142 y 143 de 1994. Su objetivo es alcanzar la prestación de servicios de energía eléctrica, gas natural, GLP y combustibles líquidos de manera amplia, a un costo mínimo para los usuarios y con una remuneración equitativa para las empresas. En la actualidad, la instancia decisoria de la CREG está conformada por tres representantes del Gobierno y seis expertos dedicados exclusivamente a asuntos energéticos.

Esta institución ha desempeñado un papel fundamental para mantener en funcionamiento el sistema, logrando avances sig-

nificativos en cuanto a confiabilidad, cobertura y calidad en la prestación del servicio, especialmente cuando hay periodos de hidrología baja. Además, las regulaciones buscan garantizar tarifas energéticas justas para la sociedad. Sin embargo, al centralizar todas las regulaciones del sector, el proceso de evacuación de los trámites puede volverse lento.

Para que la CREG pueda gestionar de manera eficiente la agenda normativa del sector, sin demoras excesivas, es necesario mejorar su capacidad institucional. Actualmente está comisionando solo con cuatro expertos provisionales (de los seis), lo cual genera que, por un lado, no se tomen decisiones nuevas por falta de quórum y, por otro, se trunquen los procesos que se venían sesionando. Se recomienda revisar la capacidad de la entidad para que impulse la celeridad en la expedición de regulaciones, avance aún más en la incorporación de acciones en busca de calidad regulatoria, y afiance la modernización del sector energético, en la medida en que su función es ser el ente regulador sin que ello acarree que los procesos lleven más tiempo de lo esperado y se limite la competitividad del sector.


### 3 EFICIENCIA EN EL USO Y CALIDAD DEL RECURSO

La eficiencia energética (EE) desempeña un papel crucial en asegurar el suministro de energía y fomentar el uso de nuevas tecnologías, al mismo tiempo que promueve hábitos de consumo responsables y se considera uno de los requerimientos para una transición energética efectiva. Del mismo modo, la EE mejora la productividad y la competitividad de los sectores productivos al permitir una asignación más eficiente de los recursos energéticos disponibles. También contribuye a aumentar la seguridad y el acceso a la energía, a la vez que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), lo que resulta en

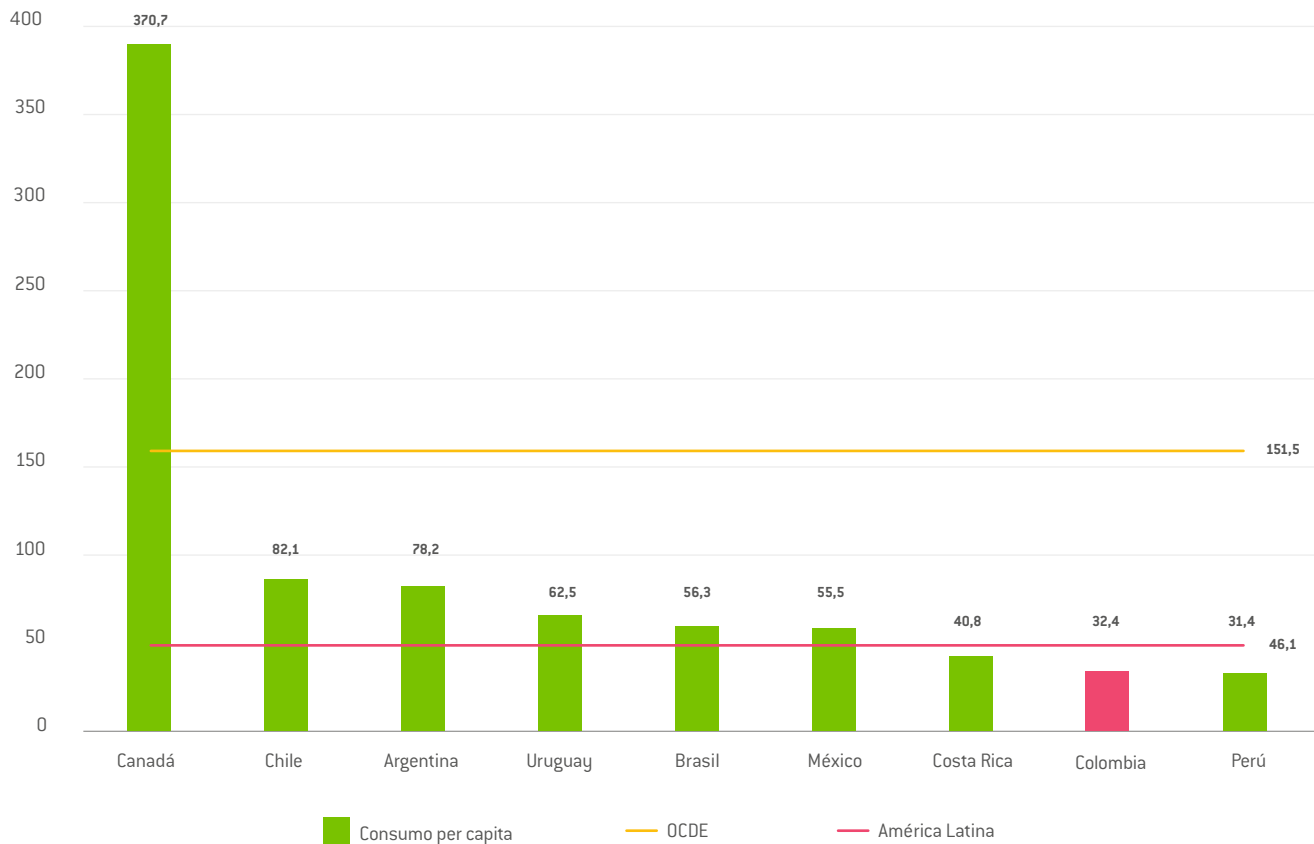
beneficios ambientales adicionales y/o externalidades positivas (Organización Latinoamericana de Energía [OLADE], 2022; UPME, 2017).

Colombia enfrenta desafíos en cuanto al consumo per cápita de energía eléctrica ya que el país se encuentra entre los de menor consumo en América Latina y el Caribe (Gráfica 6). Esta situación plantea retos significativos para el crecimiento económico debido a que se necesita una mayor capacidad de energía instalada para garantizar un desempeño eficiente de los sectores productivos (García, 2016).

**Gráfica 6.** Consumo de energía eléctrica per cápita (MMBtu/persona). Colombia y países de referencia, 2021.



Colombia registró un consumo de energía per cápita de 32,4 MMBtu (millones de unidades térmicas británicas) por persona. Se posiciona muy por debajo del promedio de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) (151,5 MMBtu/persona) y de América Latina (46,1 MMBtu/persona).



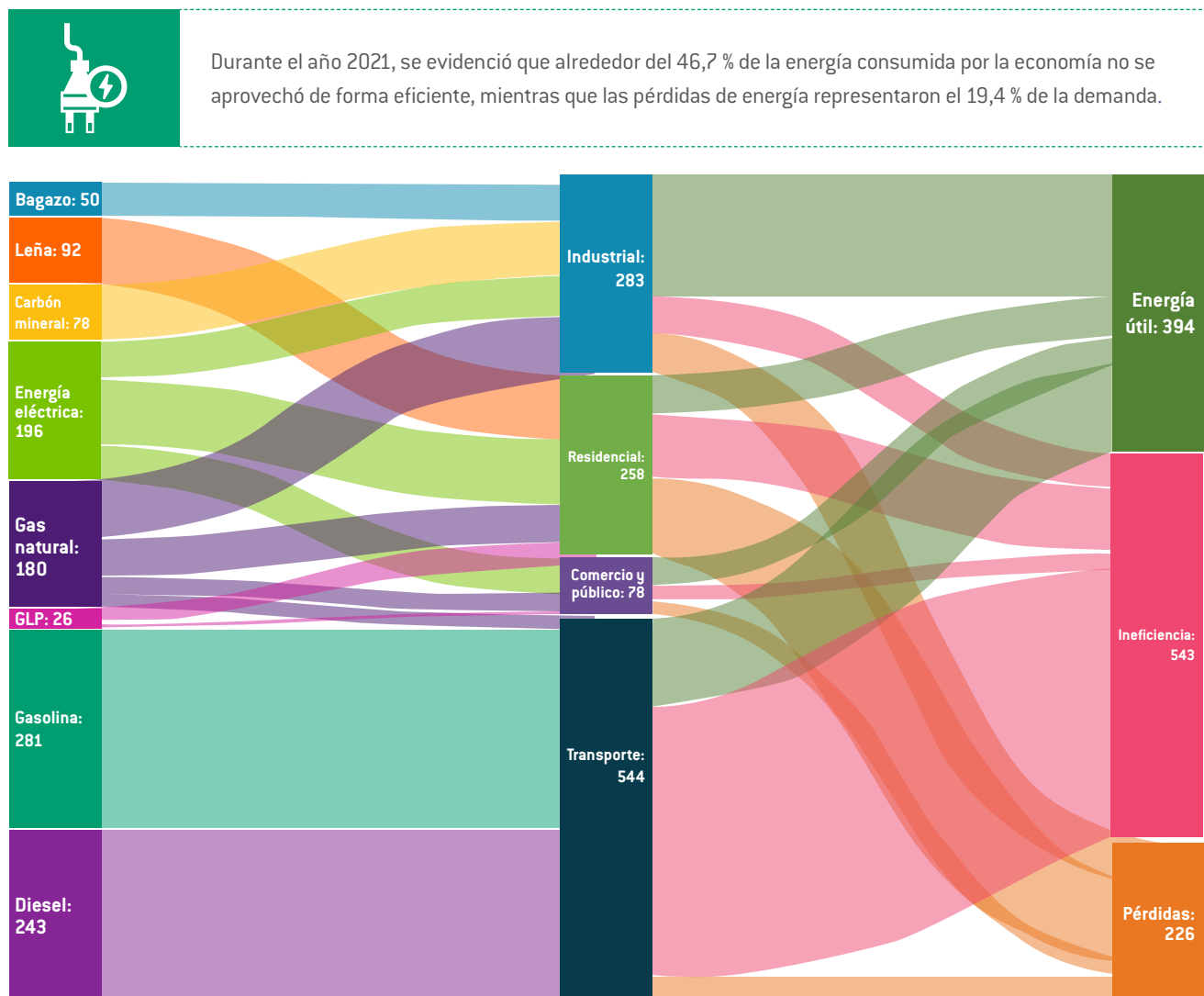
Fuente: Información administrativa de energía (2022). Cálculos: CPC.

Aproximadamente el 46,7 % de la energía consumida presenta se utiliza de manera ineficiente, lo que representa cerca de 543 PJ, mientras que las pérdidas de energía alcanzan un 19,4 % de la demanda, equivalente a 226 PJ (Gráfica 7).

El sector del transporte destaca como la actividad económica con mayor ineficiencia energética en Colombia, representando aproximadamente el 70,7 % del total (385 PJ). Le sigue el consumo residencial con un 16,2 % (88 PJ) y el sector industrial con un 9,4 % (51 PJ). En este sentido, existen unos desafíos entorno a mejorar la eficiencia energética de estos sectores, especialmente el de transportes, sobre todo en el contexto de la lucha contra el cambio climático, ya que el Gobierno se ha comprometido a reducir en un 51 % las emisiones de Gases de Efecto Invernadero

para el año 2030. En cuanto a las principales fuentes de energía utilizadas en el país, el diésel y la gasolina juegan un papel predominante, representando cerca del 45,7 % del consumo total de energía (243 y 281 PJ respectivamente), y se destinan exclusivamente al sector del transporte. En segundo lugar, se encuentra la energía eléctrica, que contribuye con el 17,1 % de la demanda y tiene un papel significativo en los sectores residencial e industrial. El gas natural ocupa el tercer lugar como fuente de energía más utilizada, representando el 15,7 % del total (180 PJ), seguido por el consumo de leña con un 8,0 %. Estas fuentes de energía tienen una mayor relevancia en comparación con otros recursos importantes para la economía, como el carbón (6,8 %) y el GLP (2,3 %).

**Gráfica 7.** Fuente, uso y aprovechamiento de la energía en Colombia (PJ), 2021.



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

De acuerdo con el más reciente reporte de Superservicios (SSDD, 2022) sobre la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia, la duración promedio de las interrupciones de este durante 2021 fue de 28,84 horas, registrando una disminución de 4,2 horas frente a lo observado en 2020. Por otra parte, la frecuencia promedio de las interrupciones por usuario fue de 20,21 veces durante el año, disminuyendo en 7,1 ocasiones frente al año anterior.

En cuanto al análisis regional, el 52 % de los departamentos se encuentran por debajo del valor de referencia<sup>5</sup> de duración (categoría 1) para el año 2021, mientras que para el indicador de frecuencia el porcentaje aumenta a un 67 %. Bogotá presenta los mejores indicadores de duración y frecuencia, con 3,9 horas y 3,7 veces, seguido de Guaviare (5,4 horas y 20,6 veces).

La región Caribe siempre se ha caracterizado por tener problemas en torno a la prestación del servicio de energía. Sin embargo, ha ido reduciendo la duración promedio de las interrupciones del

servicio desde el 2019. Con Electricaribe, presentaban una interrupción de 120,90 horas en el 2019, y en el siguiente año se contabilizaron Electricaribe, Aire y Afinia, entre las cuales se observó una disminución de las horas de interrupción de 25,51 horas, mientras que en el año 2021 la disminución fue de 15,1 horas. En cuanto a la frecuencia de interrupciones, se redujo aproximadamente 44,7 veces comparada con la registrado en 2020 y 54,56 veces con respecto a 2019.

Por otro lado, el 11 % de los departamentos (La Guajira, Córdoba y Caquetá) superan por más de tres veces el valor de referencia en el año 2021 y representan las condiciones menos favorables de duración de interrupción en el país. Sumado a ello, los departamentos de Sucre y Córdoba cuentan con las condiciones menos competitivas en cuanto a la cantidad de interrupciones que percibieron los usuarios durante el año 2021, con 80 y 80,4 veces, respectivamente (gráficas 8 y 9).

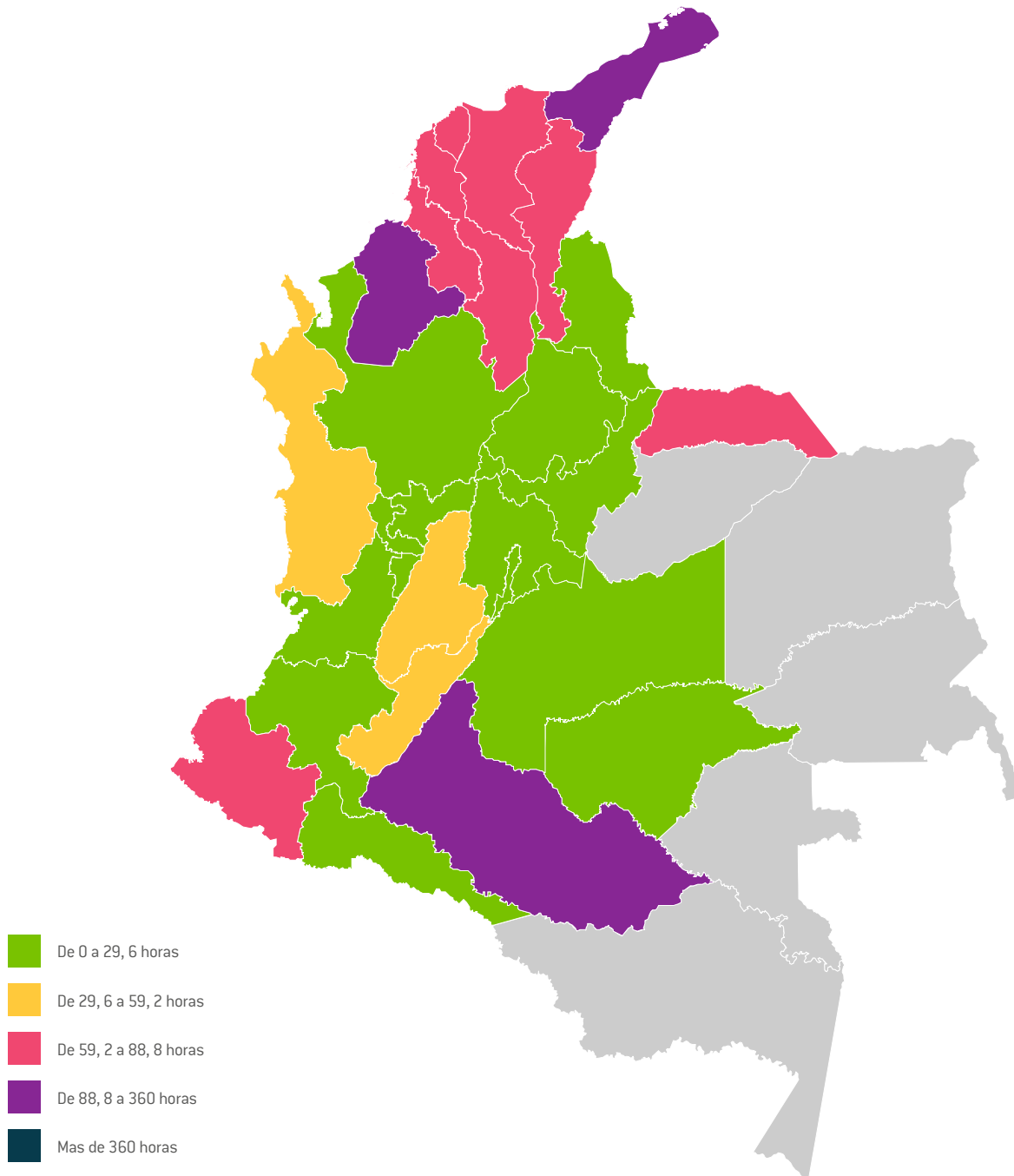
---

5. La SDDS identificó cinco categorías para el análisis de la duración (DUI) y la frecuencia (FUI). Los límites de las categorías 1 (0-29,6 horas y de 0-38,2 veces), 2 (29,6-59,2 horas y 38,2-76,4 veces) y 3 (59,2-88,8 horas y de 76,4-114,6 veces) representan valores objetivo. La categoría 4 (88,8-360 horas y 114,6-360 veces) son los usuarios que superan tres veces los valores de referencia para 2021, y la categoría 5 incluye duración y frecuencias que superan las 360 horas o 360 veces respectivamente.

**Gráfica 8.** Interrupciones del servicio de energía eléctrica por departamento: duración. Colombia, 2021.




Los departamentos con la menor duración promedio de interrupción del servicio son Bogotá D. C. (3,8 horas), Guaviare (5,4 horas) y Boyacá (6,1 horas). En contraste, La Guajira, Córdoba y Caquetá experimentaron una interrupción significativamente más prolongada, con 90,1, 91,3 y 103,4 horas de interrupción, respectivamente.

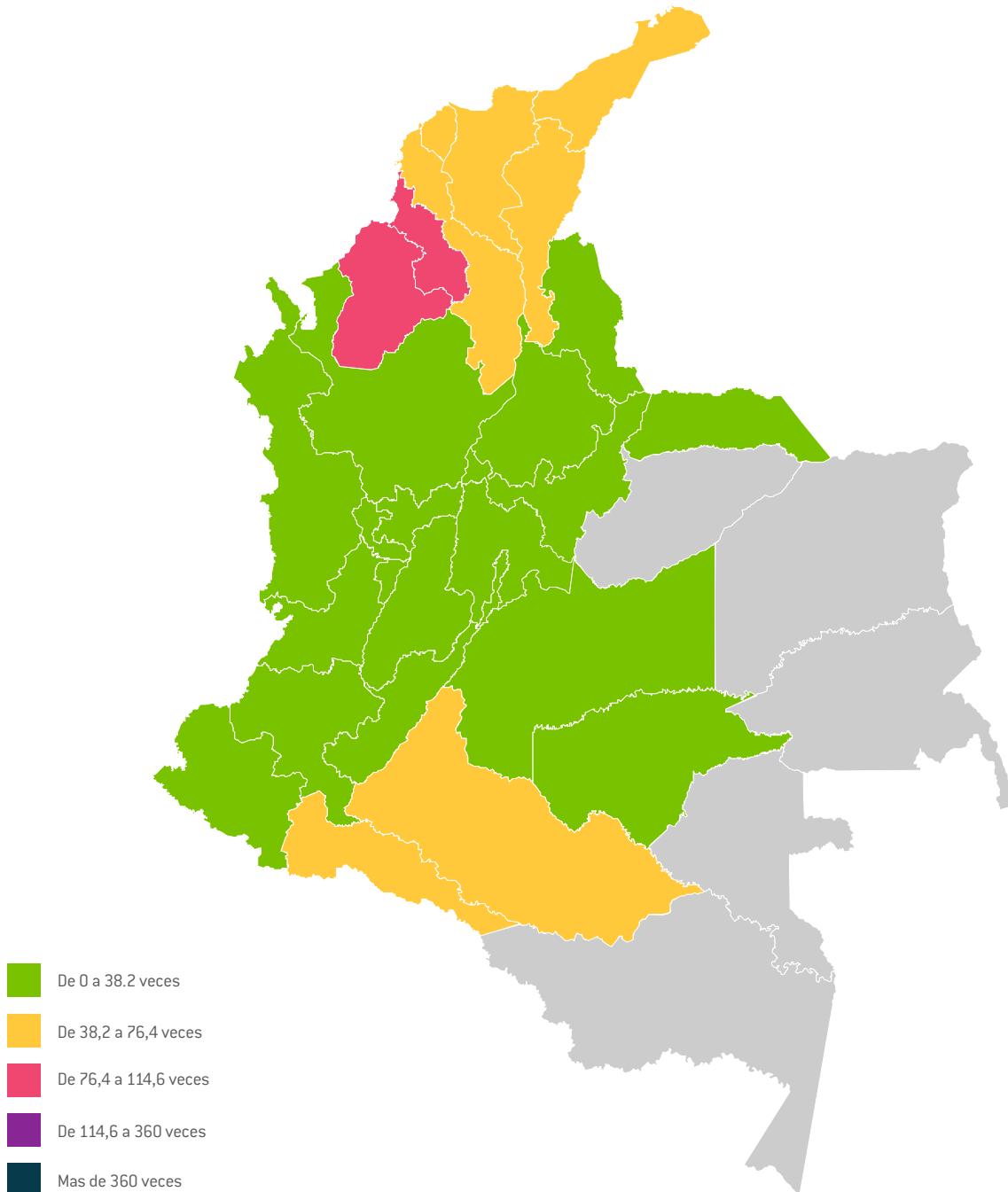


Fuente: SSDP (2021). Cálculos: CPC.

**Gráfica 9.** Interrupciones del servicio de energía eléctrica por departamento: promedio. Colombia, 2021.



Los departamentos con la menor duración promedio de interrupción del servicio son Bogotá D. C. (3,8 horas), Guaviare (5,4 horas) y Boyacá (6,1 horas). En contraste, La Guajira, Córdoba y Caquetá experimentaron una interrupción significativamente más prolongada, con 90,1, 91,3 y 103,4 horas de interrupción, respectivamente.



Fuente: SSDP (2021). Cálculos: CPC.

## RECOMENDACIONES



Nueva recomendación



Recomendación relacionada



Recomendación priorizada



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

La respuesta de la demanda (RD) se refiere a los cambios en el consumo de electricidad de un consumidor en comparación con su patrón habitual de consumo. Estos cambios pueden estar motivados por programas de incentivos, que buscan reducir el consumo para satisfacer requisitos operativos o de confiabilidad, o por programas basados en precios, que pretenden estimular una reducción en el consumo cuando los precios de la electricidad en el mercado son elevados.

En Colombia se han implementado tres programas de RD hasta ahora: el anillo de seguridad (del cargo por confiabilidad) de la demanda desconectable voluntaria; el programa de RD para el mercado diario en recibir condiciones críticas, que permite ofrecer un precio por reducir el consumo en situaciones críticas del sistema; y el esquema de tarifas diferenciales durante el fenómeno de El Niño 2015-2016, que reconocía un pago a la demanda por cada kilovatio por hora ahorrado y establecía un desincentivo por cada kilovatio por hora consumido en exceso. Promover estos esquemas de RD es importante porque permiten lograr una mayor eficiencia en el suministro de energía, aliviar la congestión en las redes y brindar confiabilidad al sistema.

En enero la CREG publicó el documento 001 de 2022, que establece la hoja de ruta de la RD en el SIN. Este establece las líneas

de trabajo para los próximos años y tiene como objetivo liberalizar el sector hacia esquemas de competencia libre en la demanda. Esto implica que los usuarios pueden participar de manera activa en el mercado y recibir beneficios económicos por gestionar eficientemente su demanda.

Entre las propuestas de la hoja de ruta se incluyen permitir la participación de la demanda en transacciones de energía a través de ofertas económicas, aumentar la participación de los usuarios no regulados en el mercado de energía mayorista (MEM) mediante ofertas de reducción de demanda en los mercados intradiarios, y desarrollar instrumentos para la participación de los usuarios regulados en todas las etapas del MEM.

Es crucial que la CREG defina el esquema de interacción más efectivo entre la oferta y la demanda. Una opción es contar con un agente intermediario, conocido como agregador de demanda, que representa los intereses de los pequeños usuarios comerciales. Otra opción es tener un esquema sin intermediarios, donde los usuarios participan directamente en el mercado.

Dado que los mecanismos de RD promueven una mayor eficiencia y un uso racional de la energía, están alineados con los objetivos del país en términos de transición energética. Por lo tanto, es recomendable que la CREG priorice el desarrollo de las propuestas de la hoja de ruta en su agenda regulatoria.



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

El sector del transporte, como se revela en el análisis de esta sección, representa la mayor demanda de energía a nivel nacional y además se caracteriza por altos niveles de ineficiencia energética y pérdidas de energía. Asimismo, los combustibles predominantes en este sector, como el diésel y la gasolina, son altamente contaminantes, lo que hace necesario fomentar nuevas formas de transporte que utilicen combustibles limpios y eficientes.

Aunque medidas como la Ley 1964 de 2019 han impulsado la movilidad sostenible en el país, especialmente la movilidad eléctrica, que ha logrado resultados favorables con la incorporación de cerca de 40.000 vehículos eléctricos e híbridos entre 2019 y mayo de 2022 (Asociación Nacional de Movilidad Sostenible [Andemos], 2022), es necesario promover otras tecnologías como el gas natural vehicular, el auto-GLP y los biocombustibles que no alteren la biodiversidad natural de los ecosistemas.

Sin embargo, a pesar del aumento en el uso de estas tecnologías, su participación en el parque automotor no supera el 2 %, que consta de 17 millones de vehículos. De estos, el 40 % corresponde a vehículos particulares y transporte de carga, mientras que el 60 % restante son motocicletas (Registro Único Nacional de Tránsito [RUNT], 2022).

Para revertir esta tendencia, se recomienda impulsar una estrategia nacional de movilidad sostenible que aborde varios aspectos. En primer lugar, es necesario promover la incorporación de vehículos que utilicen combustibles limpios en los sistemas integrados de transporte de las ciudades. Se han realizado avances significativos en ciudades como Bogotá, Medellín y Cali, que pueden servir como modelos para otras ciudades del país. Además, en el transporte de carga, se podrían explorar nuevas oportunidades en colaboración con el

sector privado (consultar el capítulo de *Infraestructura, transporte y logística*).

Por otro lado, es necesario avanzar en aspectos técnicos complementarios, como el desarrollo y la construcción de la infraestructura necesaria para satisfacer la creciente demanda de estos modelos de movilidad. Especialmente, se debe mejorar la disponibilidad de estaciones de carga y desarrollar redes de distribución que garanticen el suministro de estos combustibles.

Por último, es viable implementar beneficios arancelarios, similares a los mejorados actualmente a los vehículos eléctricos importados, para otras categorías de vehículos, así como extender estos beneficios a repuestos, autopartes y otras piezas necesarias. Esto no solo facilitará la importación de estos elementos, sino que también incentivará el ensamblaje de vehículos de esta naturaleza en el país.



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

Con la implementación del Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ), que se volvió obligatorio en Colombia desde 2016, se espera una reducción de aproximadamente 1,3 millones de toneladas de emisiones de GEI en un periodo de cinco años (UPME, 2017b).

En consonancia con lo anterior, es crucial avanzar en las metas establecidas en el Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROURE) 2022-2030 (UPME, 2022). Según este instrumento, es necesario desarrollar una hoja de ruta y un plan de etiquetado a nivel nacional que actualice periódicamente este tipo de regulaciones y amplíe el uso de etiquetas informativas a dispositivos industriales y vehículos.

La información proporcionada por estas etiquetas es fundamental para promover cambios en los patrones de consumo tanto en los hogares como en el sector productivo.

Para lograr lo anterior, es esencial fomentar un mayor conocimiento y conciencia entre los ciudadanos sobre cómo interpretar el etiquetado energético y los diferentes sistemas de medición del consumo de energía. Al aumentar la sensibilización de los usuarios finales sobre los beneficios de la eficiencia energética, se podrán alcanzar los objetivos establecidos en términos de protección del medio ambiente y ahorro económico en Colombia.



## 4

## 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 fuentes no convencionales de energía renovable (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.

Recomendación	Año en el cual fue acogida	Impacto esperado/observado	Observaciones
Incrementar el monitoreo y control sobre la prestación del servicio de energía.	2022	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.	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.
Replantear los subsidios a los estratos 1, 2 y 3.	2022	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.	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.

## RECOMENDACIONES EN LAS CUALES EL CPC INSISTE

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	Atores involucrados	Observaciones
Atender la agilidad de los procesos necesarios para el ingreso de la nueva capacidad de generación de la matriz.	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 llevarán 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.

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	Actores involucrados	Observaciones
Asegurar la cobertura del servicio de energía eléctrica en todo el territorio nacional.	Cerca de 818.119 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.
Aprovechar la ventaja competitiva que tiene el país para exportar hidrógeno.	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 de FNCER, cuya infraestructura podría ser utilizada para la producción 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. Asimismo, 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.  Adicionar otros usos finales del hidrógeno en los incentivos de la Ley 2099 de 2021.
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.
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 les 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 les permite a los usuarios asumir una participación activa en el mercado al reconocerles beneficios económicos por la gestión eficiente de su demanda.

Recomendación	Impacto/costo de oportunidad	Actores involucrados	Observaciones
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 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (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.
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. Además, 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 auto-GLP y los biocombustibles.
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 período de planeación para la identificación de los proyectos, en reconocimiento del tiempo que actualmente está demorando la expedición de estos permisos. Por último, se deben 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.
Profundizar la competencia del servicio eléctrico.	Mayor competencia deriva en precios más eficientes y mayor flexibilidad.	Minenergía y CREG	Avanzar en reglas de liberalización del mercado, reducción de límites de acceso al mercado no regulado y desarrollo de AMI.

## NUEVAS RECOMENDACIONES

Recomendación	Impacto esperado	Actores involucrados	Observaciones
<p>Aumentar la presencia de las autoridades en las consultas previas para agilizar la puesta en marcha de los proyectos y el acercamiento con las comunidades para generar entorno de confianza.</p>	<p>Las consultas previas son un derecho fundamental adquirido por los grupos étnicos y comunidades de poder decidir sobre medidas, proyectos, obras o actividades que se vayan a realizar dentro de sus territorios, con el fin de proteger su integridad cultural, social y económica y garantizar el derecho a la participación. Sin embargo, cuando hay más comunidades de las registradas en el Ministerio de Interior (Mininterior) se presentan retrasos para los proyectos que afectan la viabilidad de estos y los plazos estipulados para que entren a respaldar la matriz energética.</p>	<p>Mininterior</p>	<p>Es importante que Mininterior mantenga actualizado el registro de las comunidades sujeto a consulta previa, a fin de evitar la aparición de nuevas comunidades que puedan ralentizar y retrasar el proceso, además de aumentar los tiempos de construcción de infraestructuras en la generación o transmisión de energía, lo que afecta la rentabilidad y desincentiva nuevas inversiones. Asimismo, conviene que exista un acompañamiento a las instituciones para que haya celeridad en el proceso.</p>
<p>Garantizar que la CREG funcione como fue pensada.</p>	<p>El gran apagón de 1992 fue un evento revelador que demostró la insostenibilidad de dejar exclusivamente en manos del Gobierno las decisiones de inversión y expansión en el sector energético. Para abordar esto, se creó la CREG, con criterios técnicos y expertos independientes, estableciendo reglas claras para los inversionistas. Su función es regular los servicios de electricidad y gas con el objetivo de ofrecerlos de manera amplia y a un costo mínimo para los usuarios, asegurando una remuneración justa para las empresas. Aunque ha sido fundamental para mejorar la confiabilidad, cobertura y calidad del servicio, se debe mejorar su capacidad institucional para agilizar el proceso de regulación y fomentar la modernización del sector energético, sin que esto afecte la competitividad. Además, se debe asegurar que la institución está cumpliendo su misionalidad, tal como fue pensada.</p>	<p>Minenergía y Congreso de la República</p>	<p>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. Es esencial fortalecer su capacidad institucional con el propósito de agilizar el proceso de regulación y promover la modernización del sector energético, sin que esto represente trabajas a la competitividad del sector.</p>

## 5 BIBLIOGRAFÍA

- 1 Acolgen. (2022). Lecciones fenómeno de “El Niño” 2015-2016. Acolgen.
- 2 ANDEG. (2022). *Comentarios a la propuesta regulatoria contenida en la resolución CREG 701016 de 2022-Subasta Cargo por confiabilidad*. ANDEG.
- 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. y Zamora, 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 Andemos. (2022). *Informe del sector automotor, mayo 2022*. Andemos.
- 5 ANH. (2023). *Informe de reservas y recursos contingentes de hidrocarburos*. ANH.
- 6 ANM. (2022). *Consulta previa*. ANM.
- 7 Asoenergía. (2023). *Informe Sectorial N.º 35*. Asoenergía.
- 8 Banco Mundial. (2019). *World Data Indicators*. World Bank Data.
- 9 Benavides, J., Cabrales, S. y Delgado, M. (2022). *Transición energética en Colombia: Política, costos de la carbono-neutralidad y papel del gas natural*. Fedesarrollo. [https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/4318/Repor\\_Agosto\\_2022\\_Benavides\\_Cabrales\\_y\\_Delgado.pdf?sequence=3&isAllowed=y](https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/4318/Repor_Agosto_2022_Benavides_Cabrales_y_Delgado.pdf?sequence=3&isAllowed=y)
- 10 Castro, A. y Pérez, D. (2019). *Diseño de despacho vinculante y un mercado intradiario en Colombia*. CIGRE.
- 11 CREG. (2019). *25 años de regulación en el sector energético*. CREG.
- 12 Davies, L. y Saygin, D. (2023). *Energía renovable distribuida en Colombia: Desbloqueando la inversión privada para las zonas no interconectadas* [OCDE Environment Working Paper].
- 13 DNP. (2023). *Colombia, Potencia Mundial de la Vida. Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026*. DNP.
- 14 EIA. (2021). *Electricity Data*. EIA.
- 15 Fedesarrollo. (2009). *Mercado de la energía eléctrica en Colombia. Características, evolución e impacto sobre otros sectores*. Fedesarrollo.
- 16 Fraser Institute. (2022). *Survey of Mining Companies*. Fraser Institute Annual.
- 17 García, F. (2016, 3 de julio). *¿Cómo está Colombia en materia de energía?* BBVA.
- 18 InclusiónSAS & Promigas S.A. E.S.P. (2023). *Energía que impulsa el desarrollo: Índice Multidimensional de pobreza energética en Colombia 2022*. Bogotá, D.C.
- 19 IPSE. (2021). *Estado de la prestación del servicio de energía en ZNI*. IPSE.
- 20 Levy, A. y Carrasco, J. J. (2020). *Calidad y Confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina*. Banco Interamericano de Desarrollo.
- 21 Minenergía. (2020). *Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro*. Minenergía.
- 22 Minenergía. (2021). *Hoja de ruta para la adopción del hidrógeno en Colombia*. Minenergía.
- 23 OCDE e IEA. (2022). *World Energy Outlook*. OCDE; IEA.
- 24 OLADE. (2022). *Leyes de eficiencia energética en Latinoamérica y el Caribe*. OLADE.
- 25 OMM. (2023a). *La Organización Meteorológica Mundial anuncia la prevalencia de unas condiciones que pueden indicar el inicio de un episodio de El Niño*. OMM.
- 26 OMM. (2023b). *Situación actual y perspectivas Fenómeno del Niño*. OMM.
- 27 ONU. (2023, 3 de mayo). *Se prevé que El Niño comience este verano*. ONU.
- 28 RUNT. (2022). *Composición del parque automotor en Colombia*. RUNT.
- 29 Saggese, M. B. (2018). *Política energética y política climática: los desafíos*. En J. F. Alenza y L. Mellado [Coords.], *Estudios sobre cambio climático y transición energética: Estudios conmemorativos del XXV aniversario del acceso a la cátedra del profesor Ñiño del Guayo Castiella* (pp. 923-934).
- 30 SER. (2020). *Propuesta de revisión del costo por respaldo para autogeneradores conectados al STR y SDL*. [https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2020/09/SER-Colombia\\_CargodeRespaldo\\_InformeFinal.pdf](https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2020/09/SER-Colombia_CargodeRespaldo_InformeFinal.pdf): SER Colombia - Asociación Energías Renovables.
- 31 SER. (2023). *Proyectos de energía renovables 2023-2024*. SER.
- 32 SIEL. (2019). *Índice de cobertura de energía eléctrica*. SIEL; UPME.
- 33 SSDD. (2022). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2021*. Superintendencia Delegada para Energía y Gas.
- 34 Superservicios. (2021). *Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2020*. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- 35 Ting, S. K. y Lean, H. H. (2019). *The effect of trust on the investment in renewable energy*. *Renewable Energy*, 371-380.
- 36 UPME. (2017a). *Plan de Acción Indicativo de Eficiencia Energética 2017-2022*. UPME.
- 37 UPME. (2017b). *Smart grids Colombia: Visión 2030*. UPME.

- 38** UPME. (2020). *Plan de abastecimiento de gas natural 2019*. UPME.
- 39** UPME. (2021). *Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2020-2034*. UPME.
- 40** UPME. (2022). *Plan de Acción Indicativo de PROURE 2022-2030*. UPME.
- 41** UPME. (2023a). *Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052*. Subdirección de Demanda.
- 42** UPME. (2023b). *Documento de Análisis del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica*. UPME.
- 43** UPME. (2023c). *Informe de avance proyectos de generación*. Subdirección de Energía Eléctrica.
- 44** UPME. (2023d). *Plan Energético Nacional 2022-2052*. UPME.
- 45** World Energy Council. (2022). *World Energy Trilemma Index 2022*. World Energy Council.
- 46** XM. (2019). *Resultados generales subasta OEF 2022-2023*. XM.
- 47** XM. (2023). *Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado, 2022*. XM.