



ENERGÍA

ENERGÍA

Introducción

1

Grandes éxitos

2

La gran deuda: no hacemos ni dejamos hacer

3

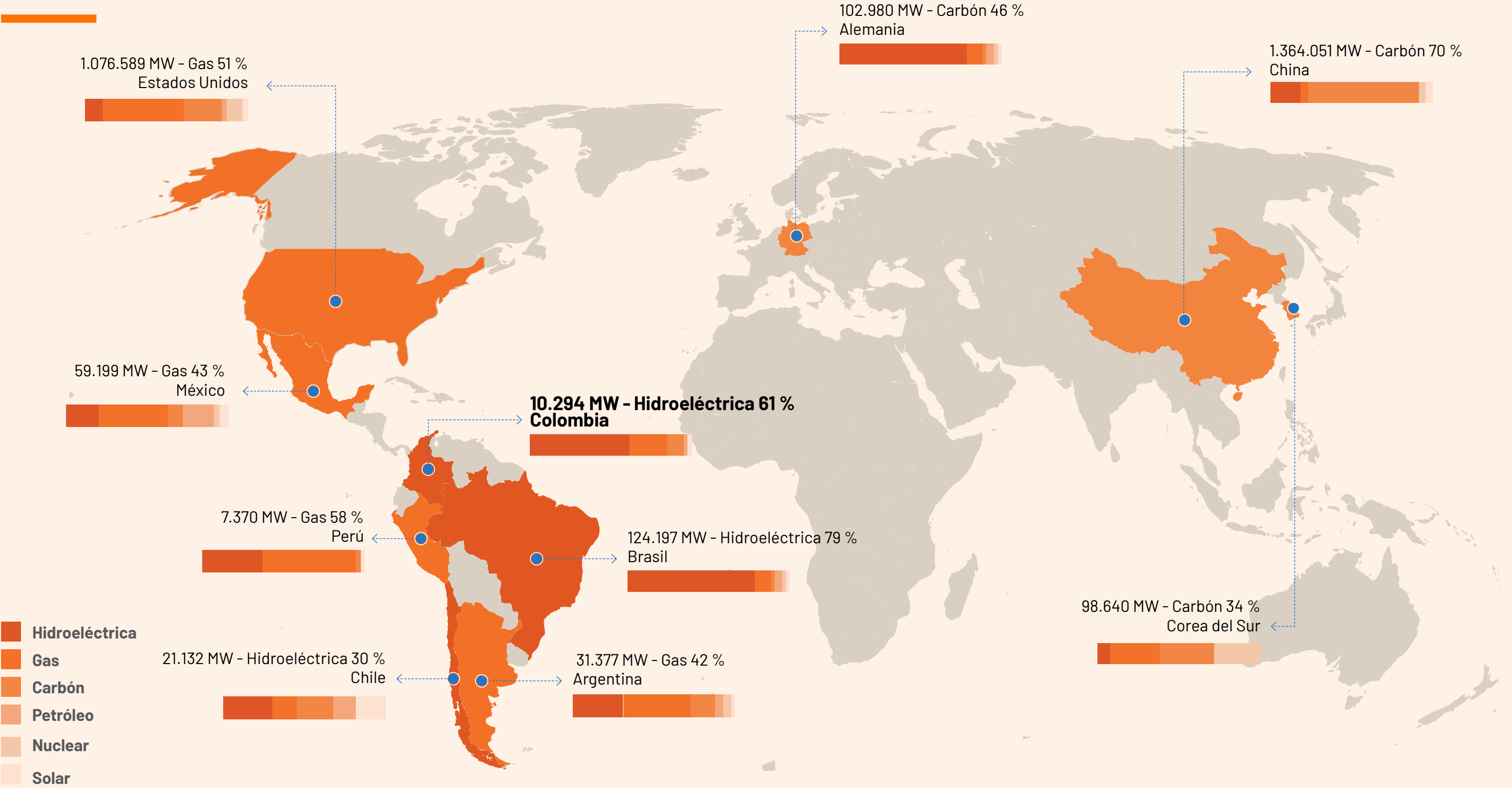
¿Qué urge?

4

Referencias

5

CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA MUNDO MW



Fuente: Global Power Plant Database.



Perfil de Colombia

Tema	Indicador	Valor Colombia	Ranking en América Latina	Mejor país en América Latina (valor)	Promedio de la OCDE	Fuente	Descripción
Panorama general	Ranking en el Energy Trilemma Index (de DDDd a AAAa)	BCAc	9 de 17	Uruguay (BBAb)	BBAa	World Energy Council (2023)	Refleja el equilibrio del país entre seguridad energética, equidad y sostenibilidad ambiental.
Transición energética	Porcentaje de electricidad generada por fuentes renovables, excluyendo hidroeléctricas	33,7 %	10 de 17	Nicaragua (77 %)	65,6 %	Energy Information Administration (2024)	Indica la participación de energías renovables no hidroeléctricas en la generación total de electricidad.
	Porcentaje de electricidad generada por hidroeléctricas	66,3 %	8 de 17	Venezuela (100 %)	34,4 %	Energy Information Administration (2024)	Mide la proporción de la electricidad nacional que se produce mediante energía hidráulica.
Confiabilidad, cobertura y calidad	Generación energética por fuentes fósiles (porcentaje del total)	89,02 %	6 de 17	Bolivia (96 %)	35,14 %	Energy Information Administration (2024)	Representa el porcentaje de la capacidad total de generación eléctrica que proviene de fuentes fósiles como carbón, gas o petróleo.
	Capacidad de la principal fuente de generación eléctrica/ capacidad de las energías renovables en la matriz de energía eléctrica	75,54 %	4 de 17	Paraguay (98,7 %)	55,86 %	Energy Information Administration (2024)	Compara la capacidad instalada de la fuente dominante de generación con la suma de las capacidades de todas las fuentes renovables.
	Índice de atracción de inversión	64,91	5 de 8	Brasil (76,74)	72,84	Instituto Fraser (2025)	Refleja la capacidad del país para atraer inversiones en el sector energético, especialmente en tecnologías limpias.
Precio	Precios de la energía eléctrica para la industria (USD/kWh)	0,224	13 de 16	Paraguay (0,055)	0,214	Global Petrol Prices (2025)	Muestra el costo promedio de la electricidad para el sector industrial, expresado en dólares por kilovatio-hora.



Tema	Indicador	Valor Colombia	Ranking en América Latina	Mejor país en América Latina (valor)	Promedio de la OCDE	Fuente	Descripción
Eficiencia	Intensidad energética de la economía (1.000 Btu/2015 GDP PPP)	2,22	11 de 17	Venezuela (10,17)	2,76	Energy Information Administration (2024)	Indica cuánta energía se consume por unidad de producto interno bruto ajustado por paridad de poder adquisitivo.
	Energía per cápita (MMBtu/persona)	33,85	9 de 17	Panamá (78,85)	127,35	Energy Information Administration (2024)	Refleja el consumo total de energía primaria dividido entre la población, medido en millones de BTU por persona.



1

Introducción

Durante las últimas dos décadas el sector minero-energético colombiano consolidó la institucionalidad técnica de la que carecía, transformando un esquema fragmentado y dependiente del Estado en un sistema integrado que articula el potencial geológico del subsuelo, la producción de hidrocarburos y nuevos energéticos, y la cadena productiva de la electricidad. Su éxito radica en la separación de roles: la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en planeación, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en regulación económica, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Agencia Nacional de Minería (ANM) en la gestión técnica del subsuelo, y XM como sistema centralizado de información del segmento eléctrico.

La arquitectura del sistema energético estabilizó la cadena de valor durante casi dos décadas: aceleró la inversión, impulsó el empleo y la innovación, dio resiliencia ante choques económicos, políticos y climáticos, y elevó la gobernanza a estándares cercanos a los de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Habilitó, además, un ecosistema de corresponsabilidad en el que empresas públicas y privadas compiten bajo reglas claras para expandir infraestructura y mejorar el servicio, mientras la articulación con las comunidades y el medio ambiente busca la viabilidad de los proyectos y la distribución territorial de sus beneficios.

En hidrocarburos y nuevos energéticos, el país amplió infraestructura, matriz y cobertura, y hoy dispone de una canasta más limpia, segura y confiable para los hogares y el transporte. El avance más tangible fue el acceso a moléculas menos contaminantes: la cobertura nacional de gas natural distribuido está cerca del 67 %, sustituyendo combustibles sólidos tradicionales como la leña (Asociación Colombiana de Gas Natural, 2025; Ministerio de Minas y Energía [Minenergía] y UPME, 2025). Aun así, de acuerdo con Naturgas, en 2024 cerca de 1,6 millones de hogares colombianos cocinaban con leña o carbón, lo que mide el rezago remanente y, a la vez, la magnitud del avance. En paralelo, entre 2000 y 2026 se estructuró la industria de biocombustibles con mezclas obligatorias de bioetanol y biodiésel, que redujeron el material particulado en las ciudades y abrieron camino al biocetano y al hidrógeno verde para descarbonizar el transporte pesado y la cocción.

En electricidad, el sistema atrajo inversión privada, amplió generación y transmisión y resistió choques climáticos y económicos pese a una matriz mayoritariamente hídrica. La cobertura residencial pasó del 77 % en 2005 (Departamento Administrativo Nacional de Estadística [DANE], 2006) al 93 % en 2024 (UPME, 2026). Tras el racionamiento de marzo de 1992 a febrero de 1993, el esquema sectorial incorporó herramientas de contingencia previas a la crisis; entre ellas, el cargo por confiabilidad diseñado por la CREG en 2006, que evitó racionamientos en los veranos críticos asociados a El Niño. Asimismo, la demanda no atendida del Sistema Interconectado Nacional (SIN) pasó de 123,55 GWh en 2000 a 68,57 GWh en 2025, con un mínimo histórico de 42,50 GWh en 2013, pese al crecimiento sostenido de la demanda (XM, 2026). No obstante, el deterioro posterior en esta variable, en un contexto de demanda creciente, anticipa las tensiones que documenta la segunda sección de este capítulo.

En minería, Colombia se consolidó como potencia geológica: tiene las mayores reservas probadas de carbón de América Latina (4.554 millones de toneladas) y figura entre los cinco mayores exportadores mundiales de carbón térmico (Fenalcarbón, 2025). También es uno de los principales exportadores de coque —primer producto industrial de exportación del país, que en 2024 pasó del tercer al cuarto lugar mundial ante el ascenso de Indonesia (Fenalcarbón, 2025; Valora Analitik, 2025). El país lidera además la exportación de esmeraldas finas, es primer productor de níquel de Suramérica y cuarto de oro de la región, con exportaciones auríferas superiores a USD 4.100 millones en 2024 (Minenergía, 2025).

Detrás de los avances en el sector minero están la modernización de la institucionalidad y del conocimiento geocientífico del territorio, que permitió transitar hacia concesiones de largo plazo capaces de atraer capital privado y extranjero. Estos cambios no son abstractos ni exclusivamente productivos: la ciudadanía los percibe en mejoras tangibles de sus condiciones de vida. Esta industria es también un habilitador fiscal, aunque su peso se ha reducido de forma sostenida. Durante el auge de 2011-2014 la explotación de minas y canteras alcanzó su máximo histórico, cerca del 6,5 % del producto interno bruto (PIB) en 2012 y 2013, y descendió a 3,8 % en 2022 (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo [PNUD], 2024).



Sin embargo, el sector minero-energético en general atraviesa hoy una parálisis que frena todos sus segmentos, tanto en la prestación de servicios y el uso de los recursos como en sus dimensiones social y productiva. Planeación, regulación y licenciamiento ambiental operan desconectados, sin mecanismos para resolver conflictos entre objetivos complementarios. Ese cuello de botella bloqueó la transición energética y llevó al país a un riesgo simultáneo de desabastecimiento de electricidad y de gas natural, agravado por el no pago de la deuda del sector eléctrico, la suspensión de proyectos de generación y de extracción, la menor confiabilidad de la matriz y una conflictividad creciente entre las dimensiones social y ambiental del

licenciamiento que, en lugar de proteger, incentiva la informalidad en minería y energía.

Este capítulo se organiza en tres secciones: la primera detalla los grandes logros —construcción institucional, marcos normativos y participación privada que expandieron la cobertura y modernizaron la infraestructura en los tres subsectores—; la segunda expone la deuda estructural que hoy frena proyectos críticos y destruye valor productivo y social; y la tercera plantea las prioridades para el ciclo 2026-2030: reactivar y ampliar los proyectos de interés nacional y estratégico (Pines), implementar un mecanismo que genere los incentivos correctos para el licenciamiento y restaurar las señales de confianza para la inversión privada y extranjera.

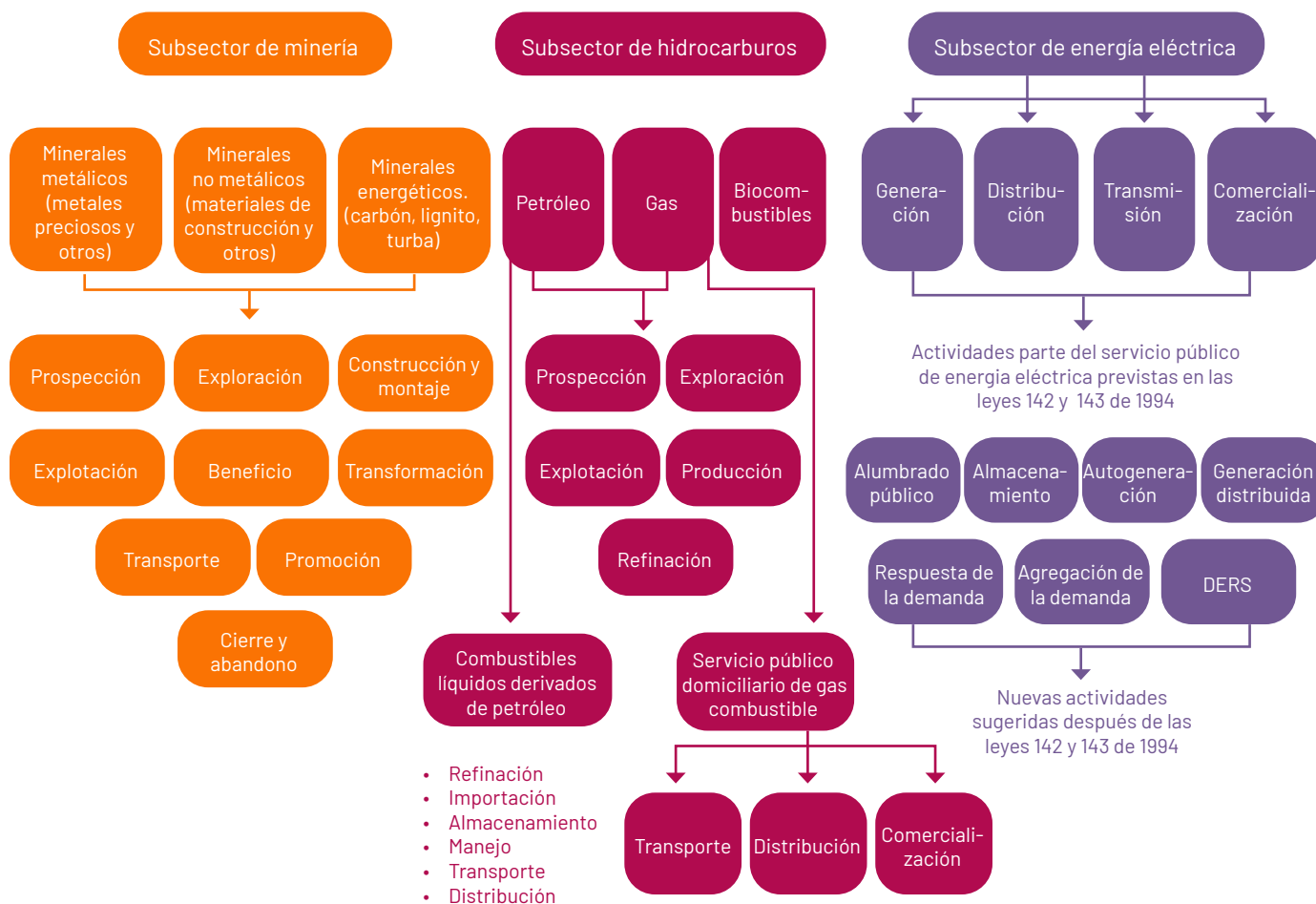


2 Grandes éxitos

Antes de entrar a los logros y las deudas del sector, conviene precisar su estructura. La Ilustración 1 presenta los tres subsectores que componen lo que en este capítulo se denomina “sector minero-energético”: minería (minerales metálicos, no metálicos y energéticos), hidrocarburos (petróleo, gas y biocombustibles, incluido el servicio público domiciliario de gas combustible) y energía eléctrica, organizada en torno a las ac-

tividades definidas por las leyes 142 y 143 de 1994 —generación, transmisión, distribución y comercialización— y a las nuevas actividades habilitadas por la transición energética. Aunque todos comparten institucionalidad de cabecera y una lógica común de inversión irreversible de largo plazo, sus cadenas de valor y sus marcos regulatorios específicos son distintos, y esa diferenciación condiciona buena parte del análisis que sigue.

Ilustración 1. Estructura del sector minero-energético colombiano por subsectores y actividades de la cadena de valor



Fuente: Polen Transiciones Justas (2026).



Colombia logró consolidar y blindar su institucionalidad minero-energética

Hasta antes de 1994, el sector energético colombiano se caracterizaba por un andamiaje centralizado y estatizado. En este modelo de monopolio estatal, las decisiones de inversión en infraestructura, la regulación tarifaria, el control operativo y la formulación de políticas públicas confluían en las mismas entidades gubernamentales. Sin embargo, la ausencia de separación de roles institucionales generaba un ecosistema de incentivos perversos que no premiaba la viabilidad técnica del sistema: las metodologías tarifarias rara vez reflejaban los costos reales y se encontraban ligadas a presiones políticas y a criterios coyunturales, lo que llevó a que los usuarios finales no percibieran un buen servicio, las empresas estatales enfrentaran déficits fiscales que imposibilitaban el mantenimiento adecuado de los activos, y la planeación de largo plazo fuera virtualmente inexistente. La inversión privada, por su parte, carecía de la certidumbre jurídica y regulatoria indispensable para comprometer capital intensivo en proyectos de ciclo largo.

El colapso del sistema eléctrico se materializó durante el racionamiento de 1992-1993, precipitado por el fenómeno de El Niño, que expuso la extrema vulnerabilidad de un parque generador desfinanciado y sin respaldo operativo. Fue en ese contexto de crisis institucional y operativa que el Estado colombiano emprendió una reestructuración de fondo que sirvió como referente para todo el sector minero-energético; no solo para la electricidad.

Esta modernización se logró mediante la construcción de una arquitectura institucional especializada y simétrica entre subsectores (Ilustración 2). La creación de la UPME como instancia de planeación prospectiva (originada en el Decreto 2119 de 1992, que transformó la Comisión Nacional de Energía [CNE] y cuya naturaleza jurídica completó la Ley 143 de 1994) y de la CREG como regulador económico independiente (creada por las leyes 142 y 143 de 1994, y desarrollada por los decretos 1524 y 2253 de ese mismo año) dotó al segmento eléctrico de previsibilidad de largo plazo. A esta estructura se sumó XM como administrador y operador del mercado, oficializado mediante el Decreto 848 de 2005 (con raíz legal en el art. 167 de la Ley 142 de 1994).

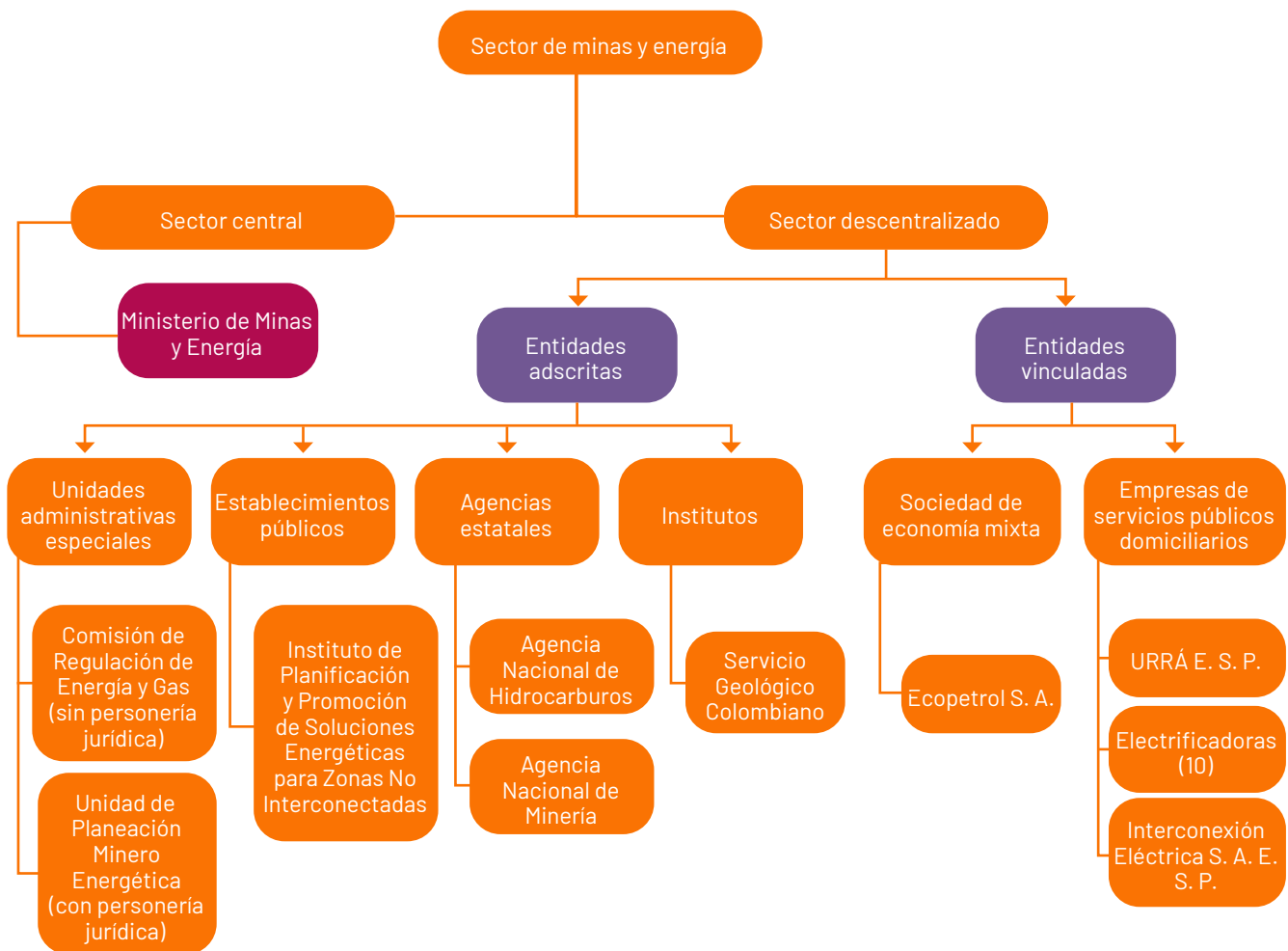
En paralelo, la ANH (instituida mediante el Decreto Ley 1760 de 2003) y la ANM (creada por el Decreto Ley 4134 de 2011) se consolidaron como administradoras técnicas del subsuelo para hidrocarburos y minería, respectivamente. La ANH gestiona el inventario de recursos y reservas del país y administra los procesos de asignación de áreas y contratos de exploración y producción (ANH, 2025), mientras que la ANM administra el catastro minero nacional y otorga, fiscaliza y supervisa los títulos mineros del país. Esta separación de funciones —planeación, regulación económica, operación del mercado y administración del subsuelo— en cabeza de entidades distintas permitió a Colombia diferenciarse de otros países de la región donde estas funciones permanecen mezcladas en una misma autoridad.

Este ecosistema institucional facilitó la transición hacia un modelo de toma de decisiones basado en evidencia. Un activo clave de este sistema es XM, la empresa que opera el mercado eléctrico colombiano. Esta organización es una filial del grupo ISA y fue creada en 2005 mediante el Decreto 848 de Minenergía. XM cumple dos funciones: la primera es operar el SIN, la red de cables, plantas y subestaciones que conectan gran parte del país. Ese equipo coordina en tiempo real cuánta electricidad se está generando en las plantas, cuánta se está transportando por las líneas y cuánta están consumiendo los usuarios en cada momento, para que la oferta y la demanda calcen segundo a segundo y no haya apagones.

La segunda función de XM es administrar el mercado mayorista de energía (MEM), que es donde se compra y vende toda la energía que consume el país. Todos los días las empresas generadoras, hidro, térmicas u otras le informan a XM a qué precio están dispuestas a vender su electricidad para el día siguiente, hora por hora. Con esta información, XM ordena las ofertas de menor a mayor y despacha primero la electricidad más barata hasta cubrir la demanda esperada en cada hora. El precio de la última planta necesaria para cubrir esa demanda se convierte en el precio de bolsa, que se paga a los generadores sin importar el precio que cada uno ofertó individualmente.



Ilustración 2. Estructura del sector minero-energético colombiano por entidades adscritas



Fuente: Polen Transiciones Justas (2026).

El mercado de corto plazo anterior (llamado bolsa de energía) funciona junto con los contratos bilaterales, que son acuerdos de largo plazo entre generadores y comercializadores (o grandes consumidores) para fijar por adelantado un precio y una cantidad de energía, protegiéndose de la volatilidad del precio de bolsa. En ambos casos, XM actúa como intermediario: recibe las ofertas, realiza el despacho, calcula el precio de bolsa, liquida las transacciones y hace los pagos entre todos los participantes, siempre bajo las reglas establecidas por la CREG. Este modelo de transparencia regulatoria y de mercados acercó a Colombia a las mejores prácticas de la OCDE en independencia regulatoria y planeación de largo plazo.

Para un sector como el minero-energético, contar con una arquitectura institucional es indispensable. Los sectores extractivos y energéticos se caracterizan por altos apor-

tes de capital con largos periodos de recuperación de la inversión y costos hundidos. Bernanke (1983) y Dixit y Pindyck (1994) mostraron que, cuando estos gastos son irreversibles y el entorno es incierto, la ausencia de señales regulatorias estables y de horizontes de planeación creíbles desincentiva el financiamiento, incluso cuando el proyecto es rentable en expectativa.

Tener una institucionalidad fuerte en Colombia se ha traducido, por ende, en mejoras tangibles para todo el sector. Cada una de las entidades mencionadas se ha encargado de hacer lo suyo. Las tarifas de energía se fijan mediante una metodología técnica con criterios públicos en cabeza de la CREG. Ese diseño tiene valor comparativo: en Venezuela, donde el regulador ha estado sujeto a presión política directa, el congelamiento tarifario prolongado deterioró la sostenibilidad financiera de

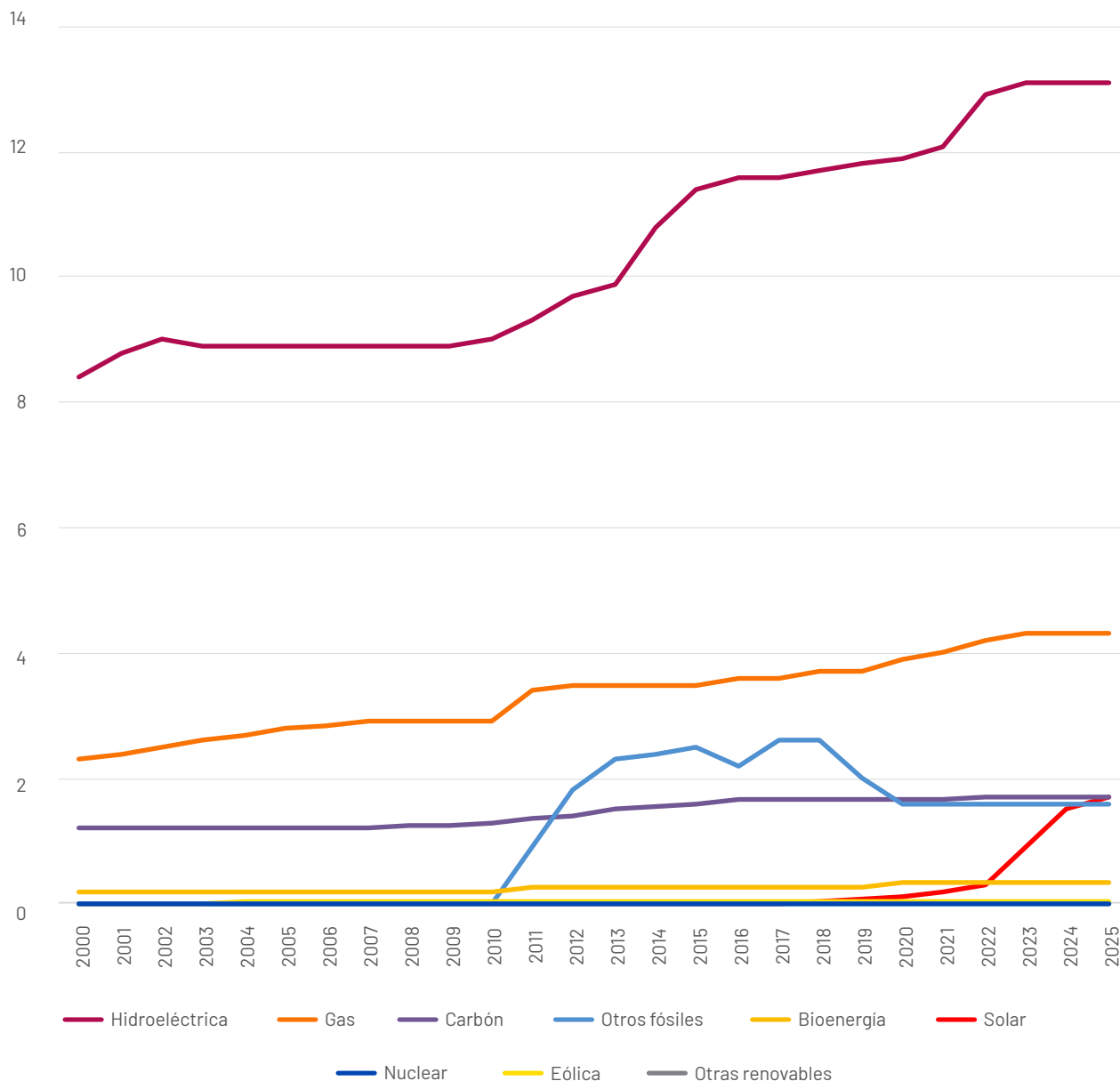


las empresas y la calidad del servicio, con consecuencias particularmente severas para dicho país.

La UPME a su vez, como entidad encargada de la planeación de largo plazo, proyecta la demanda eléctrica a 14 años, lo que ha permitido a Colombia evitar tanto el sobredimensionamiento como el déficit sistemático de capacidad instalada. Esta

anticipación es clave porque es una herramienta útil para el planeador central, también usada por gremios y el sector académico para generar alertas a la opinión pública en los momentos en que resulte necesario. De esta manera se ha sostenido la confiabilidad del sistema incluso en momentos de incertidumbre económica, política o ambiental.

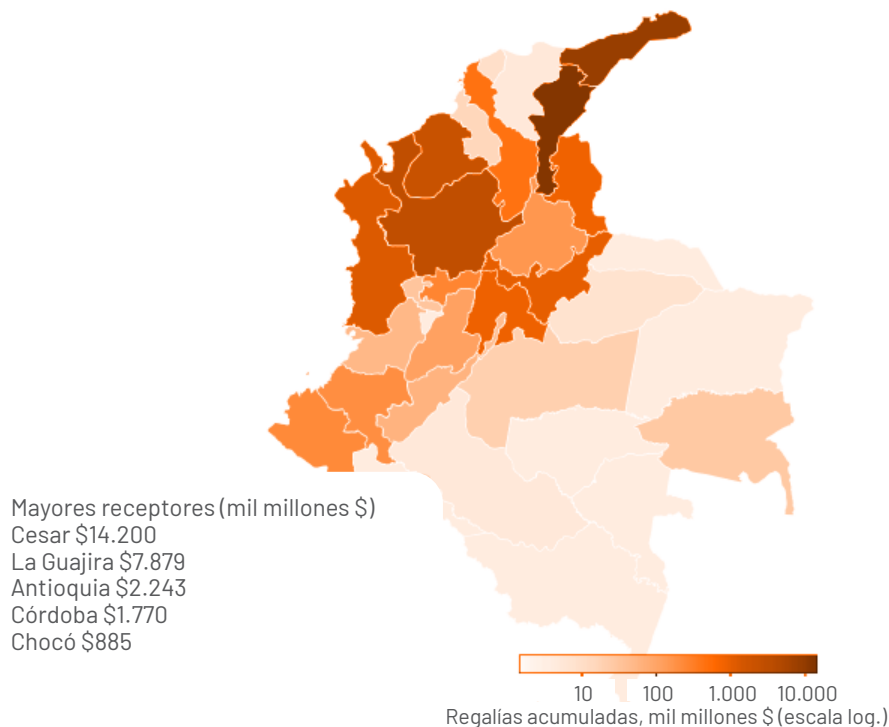
Gráfica 1. Evolución histórica de la capacidad eléctrica instalada (GW). Colombia, 2000-2025



Fuente: XM (2024) y UPME (2024).



Gráfica 2. Regalías por minerales total a nivel departamental. Acumulado 2012-2025



Fuente: UPME, 2026

Marcos regulatorios para el fortalecimiento del sector

En las últimas décadas Colombia logró consolidar un marco regulatorio estable y con reglas claras que ha resultado benéfico para el sector minero-energético. En 1994, antes de finalizar el Gobierno Gaviria, se aprobaron las leyes 142 y 143 de 1994, las cuales sentaron las bases de un mercado competitivo que separó generación, transmisión, distribución y comercialización, y estableció los principios de libre acceso a redes y remuneración regulada. Sobre ese cimiento, la innovación regulatoria de las dos décadas siguientes añadió capas sucesivas de sofisticación.

Dentro del andamiaje eléctrico, uno de los problemas centrales era la ausencia de reglas que anticiparan lo que podía ocurrir en el futuro. Al depender mayoritariamente de fuentes hídricas, el sistema resultaba aún más vulnerable ante los choques climáticos. El cargo por confiabilidad resolvió el problema de la señal de largo plazo para la generación de energía eléctrica en firme. La Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021 hicieron lo propio para las renovables introduciendo incentivos tributarios y arancelarios, incluyendo la deducción del 50 % en renta y la exclusión

de impuesto al valor agregado (IVA) en equipos, que detonaron el crecimiento de la capacidad solar instalada en el país y convirtieron a Colombia en destino de inversión renovable en la región. El efecto más directo de estas normas no fue solo el crecimiento de la capacidad a gran escala, sino la reducción del costo de entrada para que empresas medianas e industriales adoptaran la autogeneración: el número de proyectos de autogeneración registrados ante la UPME creció de forma sostenida tras 2014, en paralelo a una caída documentada en la factura energética de los sectores industriales que adoptaron generación solar.

Antes de la primera subasta exitosa de renovables, la matriz eléctrica colombiana continuaba ampliamente dominada por las fuentes hidráulica y térmica: al 31 de diciembre de 2018, la capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) era de 17.312,53 MW, de los cuales 11.836,57 MW (68,37 %) correspondían a generación hidráulica y 5.308,14 MW (30,66 %) a generación con combustibles fósiles, mientras que la capacidad eólica y solar sumaba apenas 28,22 MW (0,16 %) (XM, 2020).



En octubre de 2019, la fase inicial o mecanismo voluntario de la Subasta CLPE N.º 02-2019 adjudicó ocho proyectos con 1.298,9 MW de capacidad efectiva y un precio promedio ponderado de 95,65 COP/kWh. La energía asignada se distribuyó en 17,39 % solar fotovoltaica y 82,61 % eólica (UPME, 2019b). El mecanismo complementario agregó 75 MW a un precio promedio ponderado de 106,66 COP/kWh (UPME, 2020), con lo cual el resultado conjunto alcanzó nueve proyectos —tres solares y seis eólicos— y 1.373,9 MW (Minenergía, 2023). Estos resultados, y en particular un precio inicial cercano a 50 COP/kWh por debajo del costo promedio entonces observado en los contratos bilaterales, aportaron evidencia de la competitividad de las tecnologías solar y eólica en el contexto colombiano (UPME, 2019a).

En consecuencia, la energía nueva que entra al sistema es, en promedio, más barata que la convencional, lo que en teoría debería presionar las tarifas a la baja, aunque los costos de transmisión y distribución han neutralizado parcialmente ese efecto hasta ahora. Los CONPES 3934, sobre crecimiento verde, y 3920 y 3975, sobre datos e inteligencia artificial (IA), ampliaron el enfoque más allá de la generación hacia la gestión eficiente de la demanda y el uso estratégico de información en la operación del sistema. Además, la capacidad instalada de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) pasó de menos de 100 MW en 2018 a cerca de 1.530 MW en 2024 (SER Colombia, 2025).

Un cambio regulatorio de naturaleza distinta, pero igualmente relevante, es la figura del prosumidor introducida por la Ley 1715 de 2014 y simplificada en la regulación de la CREG 174 de 2021: hoy un condominio en Barranquilla puede instalar paneles solares en su techo, consumir lo que produce y vender el excedente al sistema, una posibilidad que no existía antes de esa norma. Esta innovación representa un cambio de rol del ciudadano frente al sistema energético, que pasa de ser exclusivamente consumidor a actuar también como productor. La

magnitud de ese cambio ya es visible en las cifras: a agosto de 2024, Colombia contaba con 8.766 proyectos de autogeneración a pequeña escala (AGPE) en operación, con una capacidad conjunta de 187 MW, equivalentes según SER Colombia (2024) al consumo eléctrico de alrededor de 350.000 familias.

En minería el marco equivalente es el Código de Minas (Ley 685 de 2001), que estableció el régimen de concesión, los derechos y las obligaciones del titular minero, y las bases del catastro minero nacional administrado hoy por la ANM. Antes de 2001, el régimen vigente era el Decreto-Ley 2655 de 1988, que ya consagraba la propiedad estatal del subsuelo, pero mantenía un esquema más fragmentado y restrictivo: coexistían licencias, concesiones y “aportes mineros” reservados a entidades estatales, con un límite de apenas 20 % de participación extranjera en las adjudicaciones, y sin exigir una licencia ambiental autónoma, que se entendía implícita en el título minero (Decreto-Ley 2655 de 1988).

En hidrocarburos el régimen de contratos de exploración y producción (E&P) administrado por la ANH desempeña una función análoga a la del cargo por confiabilidad en electricidad: ofrece una señal contractual de largo plazo que permite a los inversionistas comprometer capital en proyectos de maduración prolongada. El Sistema General de Regalías (SGR), reformado mediante la Ley 1530 de 2012, completa este andamiaje al definir cómo se distribuye la renta extractiva entre la Nación y los territorios.

En conjunto, estos marcos regulatorios muestran cómo el sistema ha dado lineamientos que promueven innovación y entrada de nuevos actores, en lugar de operar como un sector que frena el desarrollo. El reto pendiente, como se documenta en la siguiente sección, es extender ese mismo nivel de previsibilidad regulatoria a los procesos de licenciamiento ambiental y consulta previa que hoy condicionan la materialización de los proyectos.

Participación privada en la provisión del servicio

El diseño institucional y regulatorio generó la confianza necesaria para atraer capital privado y extranjero a toda la cadena de valor del sector minero-energético. A diferencia de los modelos estatizados predominantes en otros países de la región, la participación privada permitió modernizar la infraestructura y desarrollar los recursos del subsuelo sin comprometer la hoja de balance del Estado, distribuyendo entre el inversionista y el sector público los riesgos técnico, geológico y financiero que cada actividad conlleva.

En energía eléctrica, los contratos de concesión para líneas de transmisión de alto voltaje financiaron expansiones de red que el sector público por sí solo no hubiera alcanzado en los tiempos requeridos. El mismo principio explica el dinamismo reciente del lado de la generación: bajo el marco regulatorio de la Resolución CREG 174 de 2021 —actualizada en 2026—, la autogeneración pasó de representar apenas el 2 % de la capacidad instalada del país en 2022 a un 13 % al cierre de 2025, con 925 MW adicionales conectados solo durante ese último año.



El crecimiento en la autogeneración respondió, más que a una inversión pública centralizada, a la decisión de miles de usuarios industriales, comerciales y residenciales de instalar capacidad propia de generación, habilitados por un diseño regulatorio que les permite vender sus excedentes al sistema. El argumento más sólido a favor de la participación privada es, además del capital movilizado, la cobertura y la velocidad de despliegue alcanzadas en segmentos —generación distribuida, zonas rurales, redes de media tensión— que el Estado no habría atendido en solitario y en los mismos plazos.

En hidrocarburos el mismo modelo de riesgo compartido ha sostenido durante décadas la actividad exploratoria del país. A junio de 2024, Colombia mantenía 297 convenios y contratos firmados con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de los cuales 90 se encontraban en fase exploratoria en ejecución, con cerca de 110 pozos exploratorios comprometidos por perforar hasta 2030 (Asociación Colombiana de Petróleo y Gas [ACP], 2024). Para 2025, la industria proyectaba una inversión en exploración y producción cercana a USD 4.680 millones, un 8 % más que en 2024, de la cual alrededor del 84 % (USD 3.940 millones) se destinaría a sostener la producción existente y solo USD 740 millones a exploración (ACP, 2024). El retorno fiscal de este capital ha sido considerable: entre agosto de 2022 y diciembre de 2025 el sector transfirió COP 29,6 billones en regalías, con ingresos futuros proyectados por la propia agencia en cerca de COP 36 billones (ANH y Minenergía, 2026).

En 2025, el petróleo y sus derivados representaron cerca del 30 % de las exportaciones del país, y el grupo de combustibles y productos de las industrias extractivas alcanzó el 38,2 % de la canasta exportadora (DANE, 2026a). Sin embargo, esta misma dependencia del capital privado expone una vulnerabilidad estructural: la inversión exploratoria proyectada se contrajo cerca del 42 % entre 2022 y 2025 —al pasar de unos USD 1.290 millones a USD 740 millones (ACP, 2025)—, en un contexto en que no se firman nuevos contratos de exploración desde 2022, la producción de gas cayó 17,1 % en 2025 y el gas importado superó el 23 % del abastecimiento en el primer trimestre de 2026 (ANH, 2026). Estas cifras evidencian que la confianza institucional —no solo la existencia del contrato de asociación— es condición necesaria para que el modelo siga funcionando.

En minería, los contratos de asociación y los esquemas de riesgo compartido con operadores internacionales permitieron explorar y desarrollar yacimientos que superaban la capacidad técnica y financiera de las entidades públicas. Este modelo, heredado del régimen petrolero que instauró la Ley 20 de 1969, opera hoy mediante los contratos especiales de exploración y explota-

ción que la ANM adjudica en áreas de reserva estratégica minera, donde el contratista asume la actividad por su cuenta y riesgo.

Los proyectos de cobre en curso muestran el capital que el esquema minero moviliza: Quebradona (AngloGold Ashanti, Jericó, Antioquia) contempla una inversión de entre USD 1.300 y USD 1.400 millones, más de COP 6 billones en impuestos durante 21 años de producción y 1.500 empleos directos en la fase operativa. Mocoa (Liberio Copper & Gold), en Putumayo, reporta un recurso inferido de 4.600 millones de libras (lb) de cobre.

Ahora bien, Gramalote, en San Roque, muestra el otro lado del arreglo: la sociedad 50/50 entre AngloGold Ashanti y B2Gold detuvo el desarrollo a finales de 2022 porque el proyecto de gran escala no alcanzaba el umbral de retorno de ninguno de los dos socios. Tras una venta conjunta fallida, B2Gold compró la participación de su socia por hasta USD 60 millones y quedó como dueña única en octubre de 2023. Rediseñado a mediana escala, el estudio de factibilidad de julio de 2025 estima una inversión de USD 740 millones y una producción promedio de 227.000 onzas anuales en los primeros cinco años, para una mina de once años. El modelo maximiza la renta estatal y reparte entre los socios un riesgo geológico y operativo que solo se resuelve al cabo de una década o más, y que a veces se resuelve en contra.

A diferencia de la energía eléctrica, donde el argumento central es la cobertura y la velocidad, en minería e hidrocarburos el ángulo fiscal es el que sostiene el argumento: la participación privada generó una bonanza que financió directamente al Estado. Entre 2010 y 2013, el pico del *boom* convirtió al sector minero-energético en un habilitador fiscal, aunque su peso se ha reducido de forma sostenida. Durante el auge de 2011-2014, la explotación de minas y canteras alcanzó su máximo histórico, cerca del 6,5 % del PIB en 2012 y 2013, y descendió a 3,8 % en 2022 (PNUD, 2024). La contracción se profundizó después: el valor agregado del sector cayó 5,0 % en 2024 y 6,2 % en 2025, en contravía del crecimiento agregado de la economía (DANE, 2026b).

La minería sin hidrocarburos representa hoy apenas 1,02 % del PIB nacional (ANM, 2025), mientras el conjunto minero-energético sigue concentrando 47,5 % de la canasta exportadora al cierre de 2025. Esa renta financió gasto público que de otro modo no habría tenido respaldo y se trasladó a las regiones a través del SGR, pero su base se estrecha año tras año. Ese es el argumento tangible que conecta los tres subsectores bajo un mismo modelo: hospitales, carreteras y transferencias a municipios financiadas, en una proporción significativa, por una renta que el país no habría podido generar sin el capital, la tecnología y el apetito de riesgo que solo el inversionista privado estaba dispuesto a asumir.



3 La gran deuda: no hacemos ni dejamos hacer

Los logros descritos conviven con una falla estructural mucho más profunda: la total desconexión en la evaluación de *trade-offs* entre las agencias del Estado. Más allá de una simple descoordinación operativa, se trata de un sector que funciona en silos y no dialoga con el resto del ecosistema institucional. Entidades como la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), las corporaciones autónomas regionales (CAR) y el Ministerio del Interior (Mininterior) gestionan sus mandatos sin cruzar sus costos de oportunidad con los planes de expansión de la UPME y Minenergía. Al carecer de un marco común para ponderar variables ambientales, sociales y de seguridad energética, el sistema deriva en una parálisis operativa que bloquea proyectos críticos, destruye valor y aleja la inversión en electricidad, gas y minería.

Datos recientes en electricidad e hidrocarburos ilustran el problema. La línea de transmisión Colectora I, indispensable para evacuar 1.050 MW de energía eólica en La Guajira, acumula años de retraso tras lidiar con más de 250 procesos de consulta previa. El proyecto *offshore* Sirius-2, el cual garantizaría suministro de gas por dos décadas y revertiría la caída de reservas que hoy dejan al país con apenas 5,9 años de autosuficiencia, enfrenta el desgaste de tramitar 122 consultas previas (Rodríguez Pantoja & Osorio Quintero, 2026). Chivor II, encargado de reforzar la transmisión para Bogotá, acumula 11 años de retraso. Estos proyectos se encuentran bloqueados por la incapacidad de alinear incentivos entre las instituciones de distintas áreas.

El patrón de parálisis institucional se repite, con un componente adicional, en minería. Colombia tiene yacimientos de cobre de clase mundial —Mocoa, Quebradona, Alacrán y San Matías, entre otros— cuya explotación es estratégica para la transición energética global, pero que no avanzan por la ausencia de un régimen ágil de licenciamiento para minerales críticos. El horizonte de maduración de 15 años que caracteriza a estos proyectos los hace doblemente vulnerables a la incertidumbre regulatoria: cualquier retraso adicional en el licencia-

miento es muy costoso no solo para el sector, sino para toda la cadena que esto mueve. Mientras Chile (Rifo, 2026) y Perú (De Vicente, 2026) han consolidado regímenes diferenciados para minerales estratégicos, Colombia compite hoy en desventaja por el mismo capital de inversión (De Vicente, 2026).

A esta brecha de inversión formal se suma una segunda dimensión de la deuda estructural, propia de minería: la informalidad y la ilegalidad ocupan los vacíos que deja el Estado cuando no logra extender la formalización. Según afirmó el coronel José Luis Bastidas en un foro sectorial de 2026, la minería ilegal podría estar generando ingresos de hasta USD 8.400 millones anuales para grupos armados ilegales, y las condiciones de beneficio que presenta Colombia para estos grupos solo son superadas por Venezuela en la región.

La Defensoría del Pueblo ha emitido 124 alertas tempranas relacionadas con vulneración de derechos humanos y ambientales en contextos mineros desde 2018. Esta es, en esencia, la otra cara del mismo cuello de botella institucional que bloquea Sirius-2 o Colectora I: cuando el Estado no logra coordinar planeación, regulación y territorio con la velocidad que exige la inversión formal, el vacío institucional es ocupado por economías ilegales con sus propios costos sociales y de seguridad.

Otro ejemplo, esta vez desde la articulación con operadores privados, es la experiencia de la costa Caribe con Air-e y Afinia, que muestra que la participación privada no funciona automáticamente en contextos de alta informalidad y baja capacidad de pago. El equivalente minero de ese matiz es la cartera de proyectos de cobre del país ubicados en el cinturón metalogénico andino y estratégicos para la transición energética global por su rol en la fabricación de paneles solares, turbinas eólicas y vehículos eléctricos. A pesar del interés de compañías como AngloGold Ashanti, Libero Copper y Córdoba Minerales, estos proyectos enfrentan una persistente incertidumbre regulatoria y de seguridad que ha mantenido varias decisiones de inversión congeladas, mientras Chile y Perú consolidan su posición como productores de referencia regional (De Vicente, 2026).



4 ¿Qué urge?

Prioridad 1: reactivar y ampliar los Pines

La figura de los Pines existe en el ordenamiento jurídico colombiano desde agosto de 2013, cuando el documento CONPES 3762 fijó los lineamientos para priorizar proyectos de infraestructura, hidrocarburos, minería y energía. Sin embargo, 13 años de reformas normativas evidencian una falla estructural en su implementación: el diagnóstico de 2013 es prácticamente idéntico al actual. Los mismos cinco cuellos de botella —adquisición de predios, consulta previa, permisos ambientales, relación con las comunidades y dificultades jurídicas internas de las entidades— siguen paralizando las obras. El problema no es un uso inconsistente de la figura, sino su incapacidad para resolver la deuda institucional que motivó su creación.

Esta falta de efectividad responde, en gran medida, a la fragmentación de la arquitectura institucional. Aunque el Decreto 2445 de 2013 creó la Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Estratégicos (CIPE) para gestionar y destrabar los Pines, la regulación posterior ha vaciado y duplicado sus funciones. El Decreto 2163 de 2018 excluyó los proyectos de transporte de su ámbito para crear una comisión paralela, y el Decreto 1020 de 2024 constató que la CIPE era insuficiente, de manera que optó por crear una nueva instancia general de articulación.

En este escenario, la prioridad del país no debe ser ampliar las facultades de comisiones debilitadas, sino consolidar las instancias de coordinación para que funcionen como una herramienta transversal y definitiva. Retomar y fortalecer esta categorización implica, en primer lugar, expandir su aplicación a los grandes proyectos de FNCER para blindar la confiabilidad y planeación del sistema a largo plazo, así como a la explotación de minerales críticos como el cobre, el níquel y el litio.

En la práctica, elevar un proyecto a la categoría Pines debe significar que todas las entidades involucradas operen bajo cronogramas vinculantes y mecanismos de desempate cuando surjan discrepancias de competencias, priorizando el interés general. La coordinación de proyectos estratégicos no puede depender de la voluntad política del Gobierno de turno; debe estar institucionalizada mediante protocolos de actuación con consecuencias jurídicas claras frente al incumplimiento de plazos. Mientras que países como Chile y Perú ya cuentan con regímenes diferenciados e instancias efectivas para sus minerales estratégicos, Colombia, poseedora de algunos de los yacimientos de cobre más importantes del continente, sigue atrapada en el mismo diagnóstico de hace más de una década.

Prioridad 2: modernizar las estructuras de licenciamiento

La segunda prioridad es implementar un mecanismo de vía rápida regulatoria que resuelva la descoordinación institucional sin sacrificar los estándares ambientales ni los derechos de las comunidades. La distinción es importante: el problema no es que existan procesos de licenciamiento y consulta previa, sino que se aplican con la misma intensidad a proyectos de riesgo radicalmente distinto. Un parque solar de 20 MW en zona no protegida no puede enfrentar la misma carga que una represa de 500 MW en zona de alta biodiversidad; asimismo, un proyecto de materiales de construcción de bajo impacto no equivale a la explotación de minerales críticos en zonas de alta sensibilidad ambiental o social.

En concreto, se propone ampliar las facultades de la CIPE para que centralice y acelere los licenciamientos ambientales y sociales de proyectos clasificados como estratégicos, tanto energéticos como mineros. El modelo actual de consultas previas individuales debe reemplazarse por procesos agregados con plazos perentorios estrictos. Para proyectos de bajo impacto ambiental, los criterios de licenciamiento deben estandarizarse entre la ANLA y las CAR locales, eliminando la discrecionalidad que hoy genera incertidumbre jurídica. La experiencia del modelo de supervisión proporcional al riesgo de Ofgem en el Reino Unido muestra que este enfoque no debilita la protección ambiental: la hace más efectiva al concentrar los recursos institucionales donde el daño potencial es mayor.



Prioridad 3: emitir señales contundentes para la inversión extranjera y el capital privado

La caída del 70 % en la inversión total en energía limpia no es un accidente; es la respuesta racional de los mercados a un entorno de incertidumbre regulatoria y señales políticas contradictorias. Restaurar la confianza exige acciones concretas e inmediatas en varios frentes, aplicables tanto a electricidad como a minería e hidrocarburos.

Primero, es preciso garantizar la independencia absoluta y el perfil técnico de los comisionados de la CREG. Cualquier percepción de intervención política en las decisiones regulatorias —incluyendo controles de precios artificiales o señales expropiatorias sobre activos existentes— destruye el valor de los activos y aleja el capital de largo plazo que el sector necesita. La CREG debe alinearse plenamente con los estándares de independencia regulatoria de la OCDE: mandatos fijos, designaciones basadas en meritocracia y prohibiciones explícitas de conflicto de interés.

Segundo, se deben reactivar las subastas de contratos de largo plazo para dar certidumbre financiera a los desarrolladores de proyectos renovables. Sin señales de precio de largo plazo, los proyectos no consiguen financiamiento bancario; sin finan-

ciamiento, no se construyen. Las subastas bien diseñadas son el mecanismo más eficiente para revelar el costo real de las tecnologías y comprometer al Estado con una demanda garantizada.

Tercero, sería necesario flexibilizar los modelos de negocio para que los proyectos mineros e industriales puedan actuar como anclas de demanda mediante acuerdos de compra de energía (PPA) a largo plazo con generadores renovables. Este esquema reduce el riesgo de precio para el comprador, garantiza ingresos estables al desarrollador y puede acelerar la descarbonización del sector minero sin requerir subsidios públicos.

Cuarto, y de forma específica para minerales críticos, se recomienda diseñar un régimen de licenciamiento diferenciado para cobre, níquel y litio, equiparable al que ya existe en Chile y Perú, que reconozca el horizonte de maduración de 15 años de estos proyectos y blinde las reglas de juego frente a cambios de gobierno. Sin esta señal, Colombia corre el riesgo de quedar rezagada frente a jurisdicciones mineras más consolidadas, justo cuando la demanda global de estos minerales —impulsada por la transición energética— se proyecta creciente hacia 2040 (De Vicente, 2026).



5 Referencias

- 1 ACP. (2024). Informe económico: Tendencias de inversión E&P en petróleo y gas 2024 y perspectivas 2025 — Un sector estratégico en estado crítico. <https://acp.com.co/portal/en/download/informe-economico-tendencias-de-inversion-ep-en-petroleo-y-gas-2024-y-perspectivas-2025/>
- 2 Agencia Nacional de Minería, & Unidad de Planeación Minero Energética. (2026, febrero). Boletín Minería en cifras (No. 26). Sistema de Información Minero Colombiano. https://docs.upme.gov.co/SIMEC/SIMCO/Cifras-Sectoriales/BoletinMinerales/Boletin_26_mineria_en_cifras_febrero_2026.pdf
- 3 ANH y Minenergía. (2026). Colombia mantiene estables sus reservas de petróleo y gas y fortalece su seguridad energética. <https://www.anh.gov.co/es/noticias/colombia-mantiene-estables-sus-reservas-de-petr%C3%B3leo-y-gas-y-fortalece-su-seguridad-energ%C3%A9tica/>
- 4 ANH. (2025). Informe de recursos y reservas 2024. Minenergía.
- 5 ANH. (2026). Gobierno Nacional recauda \$29,6 billones en regalías de hidrocarburos mientras aceleran la Transición Energética Justa. <https://www.anh.gov.co/es/noticias/gobierno-nacional-recauda-296-billones-en-regal%C3%ADas-de-hidrocarburos-mientras-aceleran-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-justa/>
- 6 Asociación Colombiana de Gas Natural. (2025). Gas natural en cifras 2025. Naturgas.
- 7 Asociación de Energías Renovables Colombia. (2024). Panorama actual de la generación a pequeña escala en Colombia. https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2024/08/InformePanoramaPequenaEscala_.pdf
- 8 Bernanke, B. S. (1983). Irreversibility, uncertainty, and cyclical investment. *The Quarterly Journal of Economics*, 98(1), 85-106. <https://doi.org/10.2307/1885568>
- 9 Bloomberg Línea. (2025, 13 de septiembre). Crisis petrolera en Colombia: producción cae y la exploratoria llega a mínimo en la era Petro. <https://www.bloomberglinea.com/latinoamerica/colombia/crisis-petrolera-en-colombia-produccion-cae-y-la-exploratoria-llega-a-minimo-en-la-era-petro/>
- 10 Congreso de la República de Colombia. (2024). Ley 2441 de 2024, Presupuesto del Sistema General de Regalías bienio 2025-2026. Departamento Nacional de Planeación. https://www.dnp.gov.co/Prensa_/Noticias/Paginas/congreso-de-la-republica-aprueba-presupuesto-bienio-2025-2026-del-sgr.aspx
- 11 Correa, M. A. (2026, 11 de mayo). Bienes minero-energéticos ganaron terreno en exportaciones; el oro y carbón explican el comportamiento. <https://www.valoraanalitik.com/bienes-minero-energeticos-ganaron-terreno-en-exportaciones-el-oro-y-carbon-explican-el-comportamiento/>
- 12 Corte Constitucional de Colombia. (2023). Sentencia C-489 de 2023 [no deducibilidad de regalías]. <https://www.corteconstitucional.gov.co/>
- 13 Corte Constitucional de Colombia. (2024). Sentencia C-036 de 2024 [sobretasa a la renta del sector extractivo]. <https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2024/c-036-24.htm>
- 14 CREG. (2018). Resolución CREG 030 de 2018. Gestor Normativo CREG.
- 15 CREG. (2021). Resolución CREG 174 de 2021. Gestor Normativo CREG.
- 16 DANE. (2006). Censo general 2005: Cobertura de servicios públicos.
- 17 DANE. (2026a). Boletín técnico Exportaciones (EXPO) — Diciembre 2025. <https://www.dane.gov.co/files/operaciones/EXPORTACIONES/bol-EXPORTACIONES-dic2025.pdf>
- 18 DANE. (2026b). Cuentas Nacionales Trimestrales - Producto Interno Bruto (PIB).
- 19 De Vicente, A. (2026, 23 de marzo). IIMP advierte que modificar el régimen de concesiones mineras pondría en riesgo la inversión en Perú. *Reporte Minero*. <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2026/03/iimp-concesiones-mineras-peru-riesgo-inversion-tramitologia>
- 20 Defensoría del Pueblo. (2026). Sistema de Alertas Tempranas: Informe de seguimiento territorial.
- 21 Departamento Administrativo Nacional de Estadística. (2026, 3 de febrero). Exportaciones (EXPO): Diciembre 2025 [Boletín técnico]. <https://www.dane.gov.co/files/operaciones/EXPORTACIONES/bol-EXPORTACIONES-dic2025.pdf>
- 22 Dixit, A. K. y Pindyck, R. S. (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton University Press.



- 23 Energy Charter Secretariat. (2017). Reporte de inversión energética en Colombia.
- 24 Fedesarrollo. (2026). Estrategia energía 2026-2030 para electricidad y gas natural en Colombia.
- 25 Fenalcarbón. (2025). Colombia continúa en el top 5 de países exportadores de carbón térmico y coque.
- 26 Foro Económico Mundial. (2024). Global competitiveness report: Regulatory burden indicator.
- 27 International Energy Agency. (2024a). Colombia energy policy review. IEA Publications.
- 28 International Energy Agency. (2024b). Global Critical Minerals Outlook 2024: The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions.
- 29 La República. (2025, 4 de junio). Inversión en proyectos de exploración de gas y petróleo cayó 42 % entre 2022 y 2025. <https://www.larepublica.co/economia/inversion-en-proyectos-de-exploracion-de-gas-y-petroleo-cayo-42-4148409>
- 30 La República. (2026). Inversión extranjera directa llegó a US\$11.469 millones y cayó 33,2 % en cuatro años. <https://www.larepublica.co/economia/inversion-extranjera-directa-en-colombia-durante-2025-4339024>
- 31 Minenergía y UPME. (2025). Plan indicativo de expansión de cobertura de energía eléctrica 2024-2028. Minenergía.
- 32 Minenergía. (2025). Colombia alcanza 93,12 % de cobertura eléctrica tras llevar energía a 539.351 nuevos hogares. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/colombia-alcanza-9312-de-cobertura-electrica-tras-llevar-energia-a-539351-nuevos-hogares-y-registrar-el-mayor-avance-en-la-ruralidad/>
- 33 Ministerio de Minas y Energía. (2023, 12 de abril). Memoria justificativa: Proyecto de resolución "Por la cual se deroga la Resolución 40715 de 2019 y la Resolución 40060 de 2021 y se reglamenta el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019". https://www.minenergia.gov.co/documents/10148/Memoria_Justificativa_Cumplimiento_FNCER.pdf
- 34 OCDE. (2021). Governing with artificial intelligence: Are governments ready? OECD Publishing. <https://doi.org/10.1787/26324420>
- 35 OCDE. (2024). Panorama de las administraciones públicas: América Latina y el Caribe 2024. OECD Publishing.
- 36 PNUD. (2024). La dependencia del país y de los territorios de los hidrocarburos y el carbón en Colombia (Documento de antecedentes del Informe Nacional de Desarrollo Humano 2024, N.º 13).
- 37 Polen Transiciones Justas. (2026). Sector minero-energético. De la palabra a la acción: Glosario normativo para la transición energética justa. <https://glosario-tej.polentj.org/1-2-2-sector-minero-energetico/>
- 38 Portafolio. (2026). "Reactivar exploración y nuevos contratos": salida de gremios de hidrocarburos ante caída de reservas y producción. <https://www.portafolio.co/energia/reactivar-exploracion-y-nuevos-contratos-salida-de-gremios-de-hidrocarburos-ante-caida-de-reservas-y-produccion-493999>
- 39 Reporte Minero. (2026, 31 de marzo). Reformas mineras en Colombia ponen a prueba su ambición en el cobre. <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2026/03/reformas-mineras-colombia-ambicion-cobre>
- 40 Reuters. (2026, 16 de abril). Colombian offshore project Sirius over halfway through prior consultations. Reuters. <https://www.reuters.com/business/energy/columbian-offshore-project-sirius-over-halfway-through-prior-consultations-2026-04-16/>
- 41 Rifo, M. (2026, 21 de abril). Chile acelera permisos para desatascar cartera por US\$100.000 millones y reactivar inversión minera. Reporte Minero. <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2026/04/chile-acelera-permisos-mineros-inversion-100-mil-millones>
- 42 Rodríguez Pantoja, S., & Osorio Quintero, F. (2026, 13 de abril). Hoy el gas que se importa es el que más importa [Informe semanal]. Investigaciones Económicas Corficolombiana. <https://investigaciones.corfi.com/documents/38211/0/20260413%20-%20Hoy%20el%20gas%20que%20se%20importa%20es%20el%20que%20m%C3%A1s%20importa.pdf/03370a64-dd4b-e097-05a8-f8d-17d8b2359>
- 43 SER Colombia. (2025). Informe de proyectos de energías renovables no convencionales (FNCER) en 2025.
- 44 Servicio Geológico Colombiano. (2022). Mapa metalogénico de Colombia.
- 45 Stockholm Environment Institute. (2025). Energía solar, eólica y comunidades energéticas en Colombia: Panorama 2025.
- 46 Unidad de Planeación Minero Energética. (2019a, 25 de noviembre). Presentación informe sobre la realización de la Subasta CLPE No. 02-2019. https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/Subastas-largo-plazo/Documents/Subasta-CLPE-02-2019/Informe_al_minenergia_subasta_CLPE-02-2019.pdf
- 47 Unidad de Planeación Minero Energética. (2019b, 22 de octubre). Día histórico para las energías renovables en Colombia. https://docs.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_05_2019.pdf



- 48** Unidad de Planeación Minero Energética. (2020). Informe de gestión 2019. https://docs.upme.gov.co/InformesGestion/Informe_gestion_2019_V2.pdf
- 49** Unidad de Planeación Minero Energética. (2026). Índice de Cobertura de Energía Eléctrica – ICEE 2024. Sistema de Información Minero Energético Colombiano (SIMEC). <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/cobertura/indice-de-cobertura-de-energia-electrica-icee/>
- 50** UPME. (2018). Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2018-2032. Minenergía.
- 51** UPME. (2024). Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2024-2038. Minenergía.
- 52** UPME. (2026). Índice de cobertura de energía eléctrica (ICEE) 2024. Minenergía.
- 53** UPME. (2026). Regalías y producción de minerales en Colombia. [Dashboard]. Microsoft Power BI. Recuperado de <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZGNmYzg4ODAtZmY5ZS00Mzk5LT-lkOTctN2E1MzkwYzEwMDNmliwidCI6IjMzZWYwNmM5LT-BiNjMtNDg3MCIhNTY1LWlZyZc5NWlxNmE1MyIsImMiOjR9>
- 54** Valora Analitik. (2025). Colombia continúa como el quinto país exportador de carbón térmico y coque.
- 55** Villamizar, A. (2025, 3 de noviembre). Retraso de Sirius a 2030 dispararía las importaciones de gas y pondría en jaque la seguridad energética. El Colombiano. <https://www.elcolombiano.com/negocios/sirius-pozo-gas-retrasado-consultas-licencia-1222030-PF30539688>
- 56** XM S. A. E.S.P. (2020). Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2019: Capacidad efectiva neta. https://informeanual.xm.com.co/demo_3/pages/xm/21-capacidad-efectiva-neta.html
- 57** XM. (2024). Informe de operación del sistema interconectado nacional 2024.
- 58** XM. (2026). Demanda no atendida del Sistema Interconectado Nacional [Conjunto de datos].