

REPORTE MEMORIAS AL CONGRESO- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA (UPME)

PERIODO: agosto de 2022 – junio 2023

CAPITULO 2 REVOLUCIÓN ENERGÉTICA

Transformación de la matriz energética

- Proceso de asignación de capacidad de transporte (conexión de proyectos de generación)

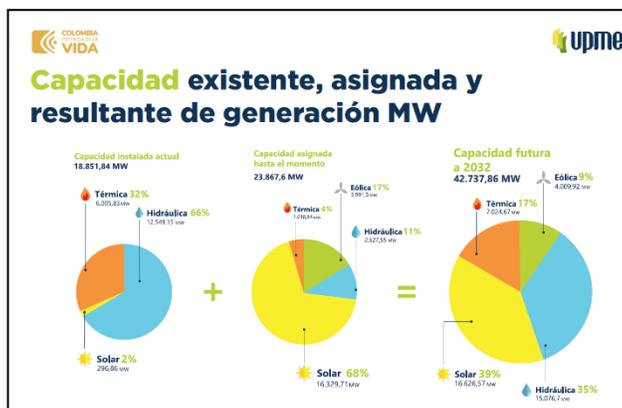
En cumplimiento de la Resolución CREG 075 de 2021 la UPME implementó el nuevo procedimiento de asignación de capacidad de transporte para generadores y usuarios finales. Hasta el 18 de julio de 2022 se recibieron 843 solicitudes, de las cuales 823 fueron de generadores. Como resultado, se asignaron 8.321 MW, correspondientes a la máxima capacidad asignable, representados en 190 proyectos de generación. En las siguientes gráficas se pueden ver los resultados de la asignación 2022-2023 y los agregados con la capacidad que ya estaba asignada anteriormente correspondientes a 15.546 MW.

Gráfica 1. Capacidad asignada ciclo 2022-2023



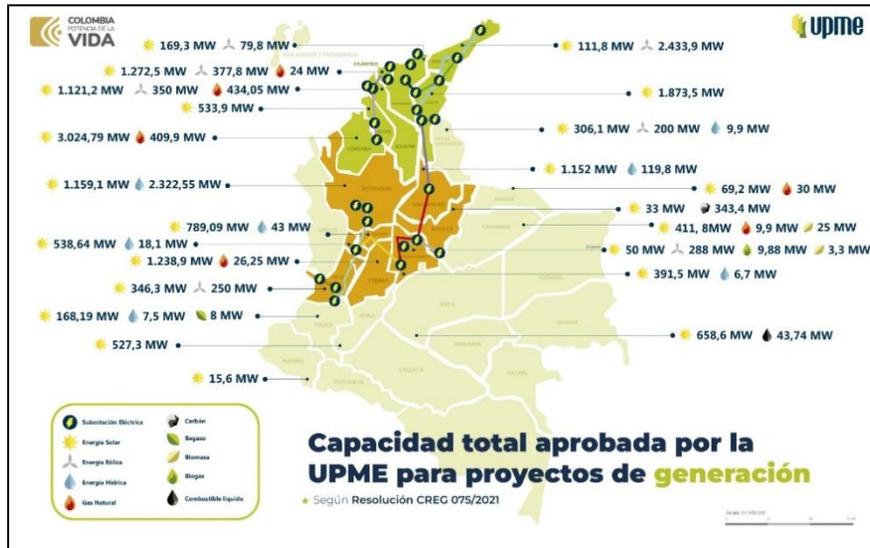
Fuente: UPME

Gráfica 2. Capacidad existente, asignada total (anterior y ciclo 2022-2023) y resultante



Fuente: UPME

Gráfica 3. Capacidad total asignada (anterior y ciclo 2022-2023)



Fuente: UPME

Plan 6GW

Con el objetivo de contribuir a la sostenibilidad social y ambiental y a la lucha contra el cambio climático, los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022–2026 establecieron una meta de 2.000 MW de capacidad de generación de energía eléctrica en operación comercial, a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), adicionales a los 297,08 MW que ya se encuentran en operación.

Sin embargo, el Presidente de la República ha manifestado su intención que dicha meta de 2GW equivalga a 6GW de nueva generación renovable, para lo cual la UPME, en coordinación con el MME, está adelantando un seguimiento a la ejecución de los proyectos de generación con conexión aprobada, con el fin de identificar y gestionar soluciones a las problemáticas ambientales, sociales y de

permisos, entre otros, a través de un relacionamiento activo y permanente con las principales autoridades administrativas, tales como la ANLA, DANCP y las autoridades ambientales regionales.

Por lo anterior, la UPME en coordinación con el MME, XM, OAAS, ANLA, DANCP y las corporaciones autónomas regionales (CARs), ha adelantado múltiples mesas de trabajo, las cuales han permitido la articulación para diagnosticar el estado de los proyectos de generación que en la actualidad se tienen aprobado punto de conexión, y a partir de dicho diagnóstico acompañar la gestión necesaria para su desarrollo y puesta en operación. A continuación, se muestra la clasificación preliminar de los proyectos en función del estado detectado.

Tabla 1. Capacidad de proyectos priorizados para el plan de 6GW

Capacidad de proyectos priorizados para el plan 6GW (valores de capacidad en MW)							
Año	Criterio de priorización						Total general
	1	2	3	4	5	6	
2023	1282	254	2527	246	62	1542	5912
2024		526	2179	20	200	1840	4765
2025		606	2460		20	1970	5055
2026			450			330	780
Total	1282	1386	7615	266	282	5682	16513

Fuente: UPME

Tabla 2. Criterios de priorización

Criterio de priorización	Criterio de priorización
1	Inicio de trámites de conexión con XM
2	Tienen licencia ambiental aprobada y no ha iniciado trámite de conexión con XM
3	No está supeditado a obras de expansión y no tiene licencia ambiental aprobada
4	Reporta avances parciales donde indica que tiene entre 5 y 6 hitos de la curva S cumplidos
5	Reporta avances parciales donde indica que tiene entre 3 y 4 hitos de la curva S cumplidos
6	Si tiene punto de conexión aprobado, sin licencia ambiental, con poco avance de la curva S reportado

Fuente: UPME

Plan Energético Nacional 2020-2050-PEN

El Plan Energético Nacional 2022-2052 (PEN) es un ejercicio prospectivo de planeación a largo plazo desarrollado por la UPME, que propone diferentes caminos y alternativas tecnológicas para la producción y consumo de energía, en línea con los principios de una Transición Energética Justa. En él se plasma la oportunidad de lograr una mitigación de los impactos del cambio climático, reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), a través de la transformación de la matriz energética hacia fuentes renovables y tecnologías más eficientes. El PEN ofrece 5 escenarios energéticos a largo plazo, Actualización, Modernización, Inflexión, Innovación y Transición energética (TE), que son crecientes en cuanto a las

apuestas de transformación, de ambición tecnológica y de impacto ambiental, desde la producción hasta el consumo final (CF).

En un escenario conservador, de crecimiento económico moderado y recambio tecnológico lento, en el año 2052 se proyecta un incremento de 1,7 veces en el consumo de combustibles fósiles y de 2,2 veces en el consumo de la electricidad, respecto al año base (2021). Mientras que, en un escenario en donde se electrifica casi en su totalidad la economía, con un crecimiento económico optimista y recambio tecnológico total a 2035, se podría alcanzar una reducción de hasta el 50% en el consumo final en los combustibles fósiles, y un incremento de 5,2 veces en el consumo de la electricidad (ver Tabla 3).

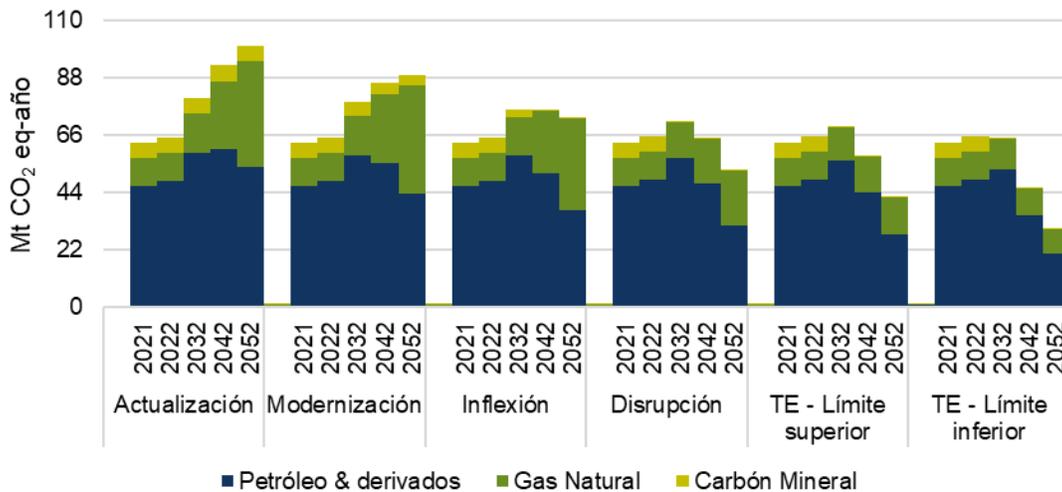
Tabla 3. Consumo final de energía (PJ-año)

		Petróleo & derivados	Electricidad	Gas Natural	Biomasa	Carbón Mineral	Hidrógeno
Año Base	2021	638	209	195	164	69	0
Actualización	↑	745	↑ 463	↑ 732	↑ 190	↓ 67	0
Modernización	↓	598	↑ 438	↑ 749	↓ 159	↓ 47	0
Inflexión	↓	511	↑ 639	↑ 632	↑ 201	↓ 0	↑ 1
Innovación	↓	425	↑ 739	↑ 380	↑ 198	↓ 0	↑ 47
TE - Límite superior	↓	378	↑ 901	↑ 261	↑ 194	↓ 0	↑ 26
TE - Límite inferior	↓	280	↑ 1.078	↓ 168	↑ 190	↓ 0	↑ 33

Fuente: UPME.

En el mismo sentido, en un escenario conservador se observaría un incremento de 1,6 veces en las emisiones de CO₂eq-año con respecto a 2021, donde el sector transporte es el de mayor impacto, con un aumento de 1,5 veces en sus emisiones. Mientras que, en el escenario de mayor ambición en la electrificación se esperaría una reducción entre 30 y 50% en las emisiones de CO₂eq-año, con un potencial de reducción de emisiones entre 40% y 60% del sector transporte (ver Gráfica 4).

Gráfica 4. Evolución de las emisiones de CF de energía (Mt CO₂ eq-año)



Fuente: UPME.

La producción de energía varía en función de las apuestas de transformación de cada escenario. Se prevé un incremento en el uso de energías renovables que puede alcanzar hasta un 72% de participación sobre la producción total de energía, en respuesta a las apuestas de electrificación del CF de energía, a la reducción gradual del uso de combustibles fósiles y al fomento a la producción de nuevos energéticos. El desarrollo de proyectos de generación con fuentes solar y eólica, dentro y fuera de costa, es clave para la masificación de las energías renovables, pues representaría entre el 23% y el 55% del total de la producción de energía.

En 30 años, la implementación de las apuestas de transformación del sector en los escenarios del PEN implicaría inversiones entre \$584 y \$700 billones en proyectos tanto de oferta energía como en CF para los sectores residencial, terciario e industrial (ver Gráfica 5). En CF, las inversiones más altas se requieren en el sector industrial (entre \$40 y \$60 billones), seguido del sector residencial, con una

electrificación profunda en la estructura de consumo (entre \$4 y \$8 billones). En este último sector, las transformaciones esperadas podrían acarrear beneficios entre \$48 y \$88 billones, especialmente por externalidades en eficiencia, salud, medio ambiente, entre otras.

Los escenarios evaluados en el PEN fueron analizados en términos del costo-beneficio para el usuario, el sistema y la sociedad, mostrando que los esfuerzos de transformación requieren de madurez tecnológica, apuestas de política y mecanismos económicos que motiven el cambio. El documento PEN de la UPME se elabora con el propósito de poner todos los elementos mencionados en manos del sector y de los colombianos, con el fin de orientar la toma de decisiones hacia la transición energética.

Gráfica 5. Costos totales oferta y consumo final (billones de pesos)



Fuente: UPME.

Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2019-2023

El Plan Indicativo de Expansión de Cobertura – PIEC 2019-2023 elaborado por la Unidad de Planeación Energética (UPME), identifica las necesidades del servicio de energía eléctrica y cuantifica las inversiones que deben realizarse. En dicho plan, la UPME plantea un análisis de las posibles alternativas utilizando herramientas espaciales y de optimización para estimar las inversiones necesarias para lograr la universalización del servicio de energía eléctrica.

El Plan inicia con la identificación de las necesidades del servicio de energía eléctrica mediante información suministrada por fuentes primarias y de los potenciales energéticos de los atlas solar y eólico del país. Para cada uno de los sitios UPME¹ identificados se evalúa la alternativa de interconexión, se estima el costo de implementación de una solución fotovoltaica aislada individual y el costo de soluciones a través de la implementación de microrredes o comunidades energéticas. Posteriormente, se comparan las diferentes alternativas y se elige la alternativa viable por su configuración técnica y su costo.

El cálculo de la inversión necesaria para lograr la universalización del suministro de energía eléctrica, tiene como punto de partida la identificación de las viviendas sin servicio (VSS), de acuerdo con el documento metodológico de cálculo del índice de cobertura en energía eléctrica (ICEE) elaborado por la UPME, donde se determinaron los resultados que se muestran en la siguiente tabla:

¹ Un Sitio UPME se compone por una vivienda que se encuentre a una distancia plana mínima de 400 metros de otra o del centroide de una agrupación de viviendas o por una agrupación de 2 o más viviendas con una distancia entre ellas menor o igual a 400 metros.

Tabla 4: Resultados del ICEE

Nivel	Viviendas Totales	Viviendas con servicio	ICEE	Viviendas sin servicio
Nacional	16.130.407	15.312.288	94,93%	818.119

Fuente: UPME

Para lograr cubrir las 818.119 viviendas sin servicio de energía eléctrica, la inversión total debería ser de \$COP 13.96 billones, distribuidos en cada alternativa como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 5: Costos de inversión por cada alternativa propuesta a nivel nacional

Alternativa	Costo Inversión	Porcentaje	Viviendas
Interconexión al SIN	\$COP 5.2 billones	37 %	471.132
Comunidades energéticas	\$COP 1.93 billones	14 %	118.940
Fotovoltaica aislada individual	\$COP 6.84 billones	49 %	228.047
TOTAL	\$COP 13.96 billones	100 %	818.119

Fuente: UPME

Para lograr la universalización en Colombia, se requiere de un esfuerzo fiscal en subsidios al año para las poblaciones conectadas con cada una de las alternativas propuestas, tal y como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6: Esfuerzo fiscal en subsidios al año para lograr la universalización en Colombia.

Alternativa	Esfuerzo Fiscal Anual
Interconexión al SIN	\$COP 190 mil millones
Comunidades energéticas	\$COP 201 mil millones
Fotovoltaica aislada individual	\$COP 741 mil millones
TOTAL	\$COP 1.13 billones

Fuente: UPME

De las 818.119 viviendas sin servicio de energía eléctrica y teniendo en cuenta los resultados de la herramienta Sitios UPME², solo se tienen identificadas espacialmente 486.637 VSS.

Adicionalmente, en los resultados del documento PIEC 2019-2023³ se realizó un análisis de cercanía a la infraestructura eléctrica existente versus el análisis de instalar soluciones aisladas, a fin de determinar la alternativa viable que pueda atender tal demanda, identificando para cada punto georreferenciado la mejor solución.

Plan de Expansión de la Transmisión

Conforme con lo establecido en el parágrafo del artículo 17 de la Ley 143 de 1994 es competencia de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, elaborar los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, siguiendo los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía establecidas en la Resolución 18 1313 de 2 de diciembre de 2002.

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME establece los requerimientos energéticos de la población colombiana según criterios económicos, sociales, técnicos y ambientales. En el marco de estas funciones, la UPME realiza la actualización del Plan de Expansión de Transmisión, para definir las prioridades que requiere el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el corto, mediano y largo plazo. Este ejercicio usa la información de la infraestructura eléctrica actual, los proyectos futuros y las proyecciones de demanda de energía eléctrica, además de

² Página web desde la cual un usuario registrado puede incluir y actualizar información sobre las necesidades del servicio de energía eléctrica. Disponible en: <https://sig.upme.gov.co/SitiosUpme/>

³ El Plan Indicativo de Expansión de Cobertura – PIEC 2019-2023 junto con sus anexos, se encuentra disponible en: <https://www1.upme.gov.co/siel/Pages/Plan-indicativo-expansion-cobertura-EE-PIEC.aspx>

las nuevas plantas de generación, en las cuales se incluyen las que usan fuentes de energía renovable, que se conectan al sistema.

Así mismo, se analiza el Sistema de Transmisión Nacional – STN y los Sistemas de Transmisión Regionales – STR, identificando los efectos del crecimiento de la demanda y la incorporación de plantas de generación. Lo anterior, con el fin de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica de una manera confiable, segura y eficiente.

Igualmente, de acuerdo con las Resoluciones CREG 051 de 1998, 004 de 1999, 022 de 2001 y 085 de 2002, la UPME cuenta con un Comité Asesor de Planeación de la Transmisión – CAPT, que tiene por objetivo compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional.

La versión del Plan de Expansión 2022-2036 evalúa particularmente el Sistema de Transmisión Nacional – STN, a través de antecedentes, descripción del proyecto, análisis técnicos y económicos y conclusiones de siete proyectos, los cuales, en cumplimiento del artículo 17 de la Ley 143 de 1994, la UPME sometió a consulta del Comité Asesor de Planeación de la Transmisión – CAPT. Además de las siguientes obras en los departamentos de Córdoba, Valle del Cauca, Bolívar, Risaralda, Cesar, Guajira, Magdalena y Arauca.

A continuación, se presenta el detalle de la información:

1. Obras en Córdoba:

- 1.1. Segundo circuito Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV, con fecha de entrada en operación diciembre de 2025
- 1.2. Corte central en el diámetro uno (1) de la subestación Chinú 220 kV, con fecha de entrada en operación en noviembre de 2023.

2. Obras en Valle del Cauca:

- 2.1. Bahía de compensación, corte central para el nuevo diámetro, bahía de transformador en el diámetro dos (2), protección diferencial para el barraje en la subestación San Marcos 500kV, con fecha de entrada en operación en diciembre 2024.
3. Obras en Bolívar:
 - 3.1. Tercer Transformador en la subestación Bolívar 500/220 kV, con fecha de entrada en operación en junio de 2026.
4. Obras en Risaralda:
 - 4.1. Instalación segundo Transformador en la subestación La Virginia 500/230 kV mediante traslado de transformador existente, con fecha de entrada en operación diciembre de 2024.
5. Obras en Guajira – Cesar – Magdalena:
 - 5.1. Línea de transmisión de alta tensión de corriente directa HVDC a 600 Kv, bipolo con retorno metálico, interconectando la subestación Colectora 2 500 kV en el Departamento de La Guajira con la subestación Primavera 500 kV, con fecha de entrada en operación diciembre de 2032.
6. Obras en Arauca:
 - 6.1. Reconfiguración de la subestación Banadía 230 kV de barra sencilla a barra principal más barra de transferencia – BPT, con fecha de entrada en operación para noviembre de 2025.

CAPITULO 3 DEMOCRATIZACIÓN ENERGÉTICA

Plan de Gas

El plan de abastecimiento de gas natural (PAGN) adoptado por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 40304 de 2020 estableció un conjunto de ocho (8) proyectos identificados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para

garantizar el cumplimiento de las premisas del Decreto 2345 de 2015 en términos de seguridad de abastecimiento⁴ y confiabilidad⁵ del servicio público de gas natural en el país.

En atención a la normatividad vigente, se declararon ocho (8) proyectos como prioritarios, de los cuales, los seis (6) primeros están asociados a sistemas de transporte existente, y dos (2) últimos a infraestructura nueva, los cuales se describen a continuación:

1. Capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday
2. Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena
3. Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena
4. Interconexión Barranquilla - Ballena con Ballena – Barrancabermeja
5. Ampliación de Capacidad de transporte ramal Jamundí - Valle del Cauca
6. Bidireccionalidad Yumbo- Mariquita
7. Planta de Regasificación del Pacífico ubicada en la Bahía de Buenaventura - Valle del Cauca.
8. Gasoducto desde la Planta de Regasificación ubicada en la Bahía de Buenaventura, hasta un punto de entrega al Sistema Nacional de Transporte ubicado en el límite geopolítico del municipio de Yumbo - Valle del Cauca.

En el caso de los seis (6) primeros proyectos, los transportadores incumbentes declararon su interés de ejecutarlos por estar asociados a su infraestructura. A la fecha, todos estos proyectos se encuentran en proceso de aprobación de cargos

⁴ Capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, bajo condiciones normales de operación, para atender la demanda en el mediano y largo plazo.

⁵ Capacidad del sistema de producción, transporte, almacenamiento y distribución de gas natural de prestar el servicio sin interrupciones de corta duración ante fallas en la infraestructura.

tarifarios por parte de la CREG y de posterior confirmación irrevocable de los transportadores para dar inicio a los términos establecidos como fechas de puesta en operación.

Los proyectos siete (7) y ocho (8), que en conjunto se refieren a la infraestructura de importación de gas del pacífico – IIGP, al no estar asociados a una infraestructura existente del sistema nacional de transporte, la UPME a través de la convocatoria pública UPME GN 001 – 2022 está aplicando los mecanismos abiertos y competitivos expedidos por la CREG (Resolución 102 008 de 2022) para seleccionar un inversionista que lleve a cabo el diseño, construcción, operación y mantenimiento de esta infraestructura de importación.

Dada la importancia estratégica del subsector de los hidrocarburos para la seguridad energética y económica del país, desde la UPME se avanza en la construcción de un nuevo plan de abastecimiento de gas natural para finales del año 2023, que permita evaluar las potenciales restricciones en el abastecimiento y confiabilidad del sistema para suplir la demanda energética nacional y contribuir al desarrollo económico y al bienestar social de la población, adelantando constantemente espacios de articulación interinstitucional y sectorial para analizar los mecanismos y estrategias que permitan dar cumplimiento a los retos definidos para el proceso, entre los cuales se destacan:

- Actualizar el análisis del balance nacional, regional y sectorial entre la oferta y la demanda proyectada de gas natural en el corto, mediano y largo plazo.
- Incorporar en los análisis de infraestructura los efectos de la entrada en operación de proyectos propuestos y adoptados en planes anteriores, de acuerdo a la dinámica actual y futura del mercado de gas natural.

- Evaluar nuevas alternativas de infraestructura de transporte orientadas a alcanzar la redundancia operativa necesaria para brindar respuestas con mayor celeridad a las fallas que puedan afectar la confiabilidad del suministro.
- Actualizar la identificación de beneficiarios de los proyectos de infraestructura previa a su entrada en operación de acuerdo a los nuevos lineamientos normativos establecidos para el sector.
- Proyectar los costos indicativos de referencia para los nuevos proyectos ajustados a los referentes del mercado.

Particularmente, dada la importancia que se ha identificado por parte de la UPME de la entrada en operación de la IIGP, a continuación, se muestran los siguientes retos para el desarrollo del proyecto:

- Lograr la adjudicación de la convocatoria y que no se declare desierta, es decir, que no se presenten interesados en desarrollar el proyecto.
- Acompañar el desarrollo del proyecto una vez asignada la convocatoria a un oferente, con el fin de mitigar retrasos en el inicio de operaciones asociados a trámites ambientales o consultas previas con las comunidades, principalmente en el gasoducto que conecta Buenaventura con Yumbo.

Plan de Sustitución de Leña

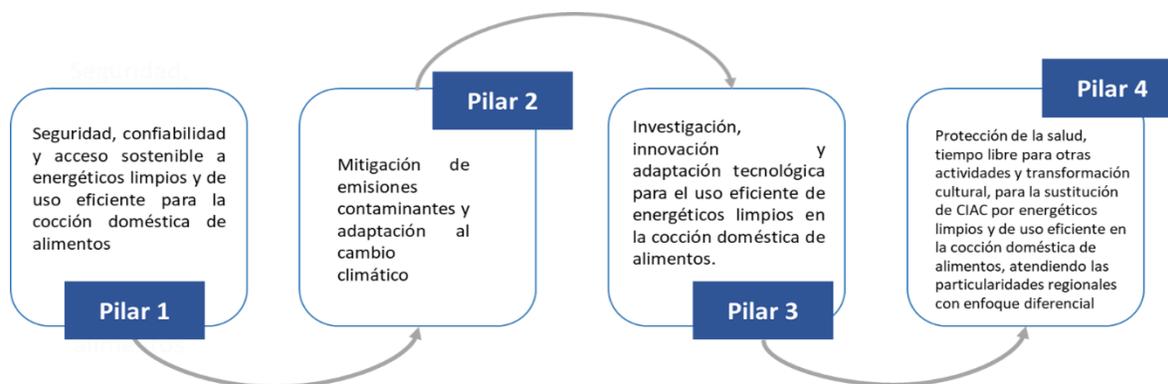
La UPME elaboró el Plan Nacional de Sustitución de Leña y otros combustibles de uso ineficiente y altamente contaminante para la cocción doméstica de alimentos (PNSL) como un documento de carácter indicativo, con el propósito de brindar

elementos técnicos para orientar la actuación del sector energético en el proceso de sustitución gradual de los combustibles de uso ineficiente y altamente contaminantes (CIAC) utilizados para la cocción doméstica de alimentos en los hogares colombianos, los cuales son considerados altamente nocivos para la salud pública y para la calidad del aire, en función de las emisiones de contaminantes criterio y de gases de efecto invernadero; concretamente los CIAC objeto de sustitución son: leña, madera, carbón de leña, carbón mineral, petróleo, gasolina, kerosene, alcohol y materiales de desecho.

La meta principal del PNSL consiste en que a 2050 todos los hogares del país cuenten con una alternativa energética limpia y eficiente para la cocción de alimentos. En este propósito, el PNSL propone un plan de acción a partir de cuatro pilares fundamentales que, a su vez, se desagregan en objetivos y acciones concretas que deben dar inicio en el 2023 y alcanzarse en el corto plazo 2026, en el mediano plazo 2030, en cumplimiento de los compromisos del Acuerdo de París y de los ODS - Agenda 2030; y en el largo plazo 2050, lo que coincide con el período contemplado en la Estrategia Carbono Neutral a 2050.

Los pilares y objetivos estratégicos del PNSL se formularon de manera participativa en diversos espacios en los que intervinieron múltiples actores y entidades del orden nacional y territorial con competencias e intereses en temas relacionados con el uso de CIAC para cocinar (Ver Figura 1). Se destaca el taller de validación realizado en el municipio de Pasto durante el mes de noviembre de 2022, tomando como base el ejercicio de caracterización regional sobre uso de leña para cocinar, efectuado por la UPME en zonas rurales del departamento de Nariño.

Figura 1. Pilares para la sustitución de leña y otros CIAC utilizados para cocinar



Fuente: UPME, 2022.

Las alternativas energéticas que se identificaron como viables para la sustitución de CIAC en Colombia son el gas natural, el gas licuado de petróleo (GLP), la energía eléctrica y el biogás⁶. De acuerdo con los análisis de viabilidad técnica efectuados, para 1,38 millones de hogares que no cuentan con combustible alternativo a los CIAC, las redes de gas natural y de GLP representan una alternativa proyectada para el 32,9% de los hogares, el GLP en cilindros para el 37,9%, la energía eléctrica para el 19,3% y el biogás para el 9,8%. Se propone avanzar de manera progresiva en el proceso de sustitución, llegando al 11,6% de los hogares mencionados al año 2026, al 39,3% en el año 2030 y al 100% en el año 2050.

Con la implementación del PNSL se espera disminuir las externalidades asociadas al consumo ineficiente de energéticos altamente contaminantes, con lo cual se valoran beneficios potenciales cercanos a los \$198.939 millones de pesos para el 2026, \$673.220 millones de pesos para el año 2030 y cerca de \$1'715.366 millones de pesos para el año 2050. Estos beneficios estarían representados en aspectos asociados a la reducción de emisiones contaminantes, al ahorro en tiempos de

⁶ Las estufas eficientes de leña se contemplan como una alternativa de transición en el corto y mediano plazo en las zonas rurales más dispersas del país, en armonía con lo dispuesto en la Ley de Acción Climática.

recolección de leña y potenciales costos asociados a la morbilidad derivada del uso de leña y otros CIAC para cocinar.

CAPITULO 5 EL CAMBIO ES CON TODOS Y TODAS

Cumbre Minera

Antecedentes: Desde hace varios meses el Congreso de la República, con apoyo de diferentes entidades públicas relacionadas con el sector minero, se dio a la tarea de comprender la situación de la minería en el país e identificar los posibles contenidos de una nueva política para el sector. En un recorrido por 19 departamentos la comisión accidental bicameral creada para el propósito realizó 28 audiencias públicas, 10 mesas técnicas, 4 foros y 8 reuniones sectoriales, en las cuales se habló con autoridades de todos los niveles territoriales, organismos de control, fuerza pública, empresas, mineros, campesinos, ambientalistas, organizaciones sociales, comunidad internacional, autoridades étnicas, comercializadores, autoridades mineras y ambientales, iglesias, sindicatos y academia.

La cumbre se proyectó a través de la conformación de 50 mesas de trabajo, en las cuales se desarrollaron cuatro ejes temáticos, cuyos objetivos se detallan a continuación:

Tabla 7 Ejes temáticos de las mesas de diálogo

Eje.	Tema.	Objetivo.
1	Territorios Mineros	Dialogar en torno a los desafíos y oportunidades técnicas, tecnológicas, así como las sociales y ambientales de la minería en los diferentes territorios y regiones.
2	Componentes hacia una nueva Ley Minera	Dialogar en torno a los desafíos de los componentes temáticos de la nueva legislación minera (antes Código de Minas).
3	Minería con propósito, industrialización y transición energética	Dialogar en torno las especificidades de los diferentes materiales y minerales de la extracción minera, necesidades de tecnificación, y oportunidades de encadenamiento e industrialización.
4	Regularización de la minería no formal y estrategia	Fomentar el diálogo en torno a los desafíos que representa la formalización de la minería artesanal, tradicional, de

Eje.	Tema.	Objetivo.
	de una minería para la vida	subsistencia y ancestral, y sobre las acciones normativas con un enfoque social hacia una minería para la vida.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2023

Es importante indicar que el criterio metodológico para la asignación de las mesas de trabajo se fundamentó en los territorios de procedencia de los participantes.

Tabla 8. Número de mesas por territorios de procedencia de los participantes.

Territorio	Departamentos.
1	Guajira, Magdalena y norte de Cesar.
2	Atlántico, norte de Bolívar, Sucre, norte de Córdoba, Urabá Antioqueño y zona caribe de Chocó.
3	Santander, Norte de Santander, sur de Cesar, sur de Bolívar y suroriente antioqueño.
4	Quindío, Caldas, Risaralda, Nororiente de Chocó y suroccidente y centro de Antioquia.
5	Sur de Córdoba y Nororiente Antioqueño.
6	Zona pacífica de Valle del Cauca, Cauca y Nariño y occidente y sur de Chocó.

Territorio	Departamentos.
7	Zona andina de Nariño, Cauca y Valle del Cauca.
8	Cundinamarca y Boyacá.
9	Huila y Tolima
10	Vichada, Guainía, Vaupés, Caquetá, Putumayo y Amazonas.
11	Meta , Arauca , Casanare y Guaviare.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2023.

En el desarrollo de las mesas se implementó la metodología METAPLAN, la cual facilitó la participación logrando generar y sistematizar las ideas de los participantes por cada una de los ejes temáticos propuestos y desarrollados, optimizando el tiempo, conforme a la dinámica propia de cada mesa, permitiendo organizar ideas por mapas temáticos – agrupación de ideas similares en categorías de análisis.

A continuación, se presentan los principales resultados por ejes.

Temática Eje 1 “Territorios Mineros”.

De acuerdo al comunicado del Ministerio de Minas y energía del 28 de mayo de 2023 *“En segundo semestre de 2023, será radicado en el Congreso el proyecto de nueva Ley Minera”*, la comunidad minera indicó la necesidad de *“reconocer la minería ancestral en los procesos de reorganización y planificación minera, donde se garantice el respeto de los DD.HH y se prioricen la vida, fue el llamado principal de los mineros y mineras, quienes además pidieron que se atienda el rezago del ordenamiento del territorio y se realice una caracterización de la población minera,*

teniendo en cuenta sus diferencias y diversidades y el papel que juegan en la minería”.

Temática Eje 2 “Componentes hacia una nueva Ley Minera”.

De acuerdo al comunicado del Ministerio de Minas y energía del 28 de mayo de 2023 *“En segundo semestre de 2023, será radicado en el Congreso el proyecto de nueva Ley Minera”*, la comunidad minera indicó la necesidad de *“...Revisar las legislaciones minera y ambiental, que permita una mejor armonización de esas normas para garantizar una mejor protección de los ecosistemas, de las poblaciones, así como para proporcionar mayor certidumbre jurídica a titulares mineros, fueron algunas de las propuestas donde representantes de diferentes regiones pidieron garantías para el ejercicio de la minería, y su debida planificación antes de que inicie cualquier fase del ciclo minero.”*

Temática Eje 3 “Minería con propósito, industrialización y transición energética”.

De acuerdo al comunicado del Ministerio de Minas y energía del 28 de mayo de 2023 *“En segundo semestre de 2023, será radicado en el Congreso el proyecto de nueva Ley Minera”*, la comunidad minera indicó la necesidad de realizar *“...la actualización del catastro minero y su articulación con el catastro multipropósito fue la propuesta en común de los participantes en la Cumbre Nacional Minera, quienes además coincidieron en que la minería ofrece muchas oportunidades para la industrialización y la Transición Energética Justa, y que el sector también puede apoyar la restauración ecológica como parte de los procesos de diversificación productiva...”*

Temática Eje 4 “Regularización de la minería no formal y estrategia de una minería para la vida”

De acuerdo al comunicado del Ministerio de Minas y energía del 28 de mayo de 2023 “*En segundo semestre de 2023, será radicado en el Congreso el proyecto de nueva Ley Minera*”, la comunidad minera indicó la necesidad de desarrollar “...las caracterizaciones poblacionales y territoriales, como parte del proceso de futuros planeamientos mineros, que tengan en cuenta el tipo de población, el tipo de minería, la escala y el territorio, para evitar que las autoridades mineras sigan adoptando decisiones que propicien conflictos sociales y mineros, y que se promueva la democratización entre los interesados por aprovechar los minerales del país.”

CAPITULO 7 INSTITUCIONALIDAD PARA LA GENTE

Incentivos tributarios para proyectos renovables y gestión eficiente de la energía

Los incentivos tributarios para Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), Gestión Eficiente de la Energía (GEE) e Hidrógeno fueron establecidos mediante la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021. Estas leyes buscan promover el desarrollo y la utilización de las FNCE, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico y su participación en zonas no interconectadas. Los incentivos tributarios (IT) establecidos, incluyen la exclusión del impuesto de las ventas (IVA), deducción de impuesto a la renta, exención de derechos arancelarios e incentivo contable de depreciación acelerada de activos.

En cumplimiento de lo anterior, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) expidió la Resolución 319 de 2022⁷ que establece el procedimiento para evaluar las solicitudes de emisión de certificados para acceder a los incentivos tributarios mencionados en FNCE, GEE e Hidrógeno Verde y Azul. A partir de ese momento, y entre agosto de 2022 y junio 2023, la entidad recibió un total de 2.040 solicitudes de proyectos para optar por estos incentivos tributarios.

Fuentes No Convencionales de Energía: en el caso de FNCE se recibieron 1.643 solicitudes, de las cuales se logró certificar el 58%, equivalente a 953 proyectos; 436 se encuentran activas en procesos de revisión y/o solicitud de documentación. Los sectores que principalmente han solicitado dichos incentivos son el industrial (27%), el terciario (27%) y el residencial (25%); el 21% restante corresponde a proyectos de generación de energía y transporte. Estos proyectos, en su gran mayoría están basados en energía solar, principalmente a partir de tecnología fotovoltaica (94%).

Gestión Eficiente de la Energía: para proyectos de GEE se recibieron 395 solicitudes, de las cuales la entidad certificó hasta ahora 151, y continúa en la labor para aumentar el número de aprobados. El sector transporte representa el 33% de solicitudes certificadas, seguido por el sector terciario (31%) y el sector construcción sostenible (26%).

Se destaca que, tanto el sector hidrocarburos como el termoeléctrico cuentan con proyectos certificados, lo que evidencia un avance de éxito en las metas nacionales de eficiencia energética definidas en el PAI-PROURE 2022-2030⁸. El aporte a las metas de los proyectos que buscan acceder a los Incentivos Tributarios se muestra en la Tabla 9.

⁷ Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para la evaluación de las solicitudes de evaluación y emisión de los certificados que permitan acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 y la Ley 2099 de 2021.

⁸ PAI PROURE. Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía.

Tabla 9. Aportes de IT a PROURE periodo 2022-2030

Sector	Meta PROURE (TJ)	Aporte IT (TJ)	Aporte IT (%)
Industria	256.360	857,87	0,33%
Terciario	131.710	210,93	0,16%
Transporte	673.330	36,52	0,005%
Hidrocarburos	27.670	30,43	0,11%
Construcción sostenible	38.080	19,04	0,05%
Residencial	527.070	52,70	0,01%
Termoeléctrico	25.460	0,25	0,001%

Fuente: UPME.

Hidrógeno Verde y Azul: como un buen indicador del interés de los agentes del sector por el desarrollo de proyectos para este vector energético, la entidad recibió hasta el momento dos solicitudes para optar por los incentivos tributarios. La primera corresponde a un proyecto a pequeña escala para la producción de hidrógeno mediante electrólisis, y la segunda, a una estación de repostaje de hidrógeno para vehículos con celda de combustible.

En conclusión, los mecanismos tributarios que posibilita la UPME han aportado al dinamismo y uso de FNCE, de gestión y uso eficiente de la energía y la introducción de nuevas tecnologías en la matriz energética nacional, lo que contribuye a su vez con las estrategias de transición energética y las metas ambientales del país.

Evaluación de Fondos

Con el objetivo de avanzar hacia la universalización del servicio de energía eléctrica a través de la ampliación de cobertura y de gas combustible, y en cumplimiento de lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, la gestión de la UPME

desde la evaluación de proyectos ha permitido disminuir el cierre de brechas energéticas.

Dentro de las funciones de la UPME, le corresponde adelantar la evaluación de proyectos del sector energético que se presentan a los diferentes fondos de apoyo financiero. Durante el periodo comprendido entre agosto de 2022 y el 30 de junio de 2023, se recibieron 132 proyectos de energía eléctrica y gas combustible, de los cuales se revisaron y evaluaron 125. De estos últimos, 39 obtuvieron concepto favorable para un valor aproximado de \$673.719 millones, con los que se podrán atender a 98.751 beneficiarios, que corresponden a nuevos usuarios y usuarios existentes con mejoras en la calidad del servicio.

En la Tabla 0 se resume la gestión de evaluación de los proyectos con corte a 30 de junio de 2023.

Tabla 10. Resumen de proyectos agosto 2022 – junio 2023

RESUMEN DE PROYECTOS AGOSTO 2022 - JUNIO 2023							
FONDO	N° VERSIONES RECIBIDAS	N° VERSIONES EVALUADAS	N° PROYECTOS RECIBIDOS	N° PROYECTOS EVALUADOS	CONCEPTOS EMITIDOS FAVORABLES		
					No PROYECTOS	VALOR SOLICITADO en Millones de \$	No BENEFICIADOS**
FAER	50	45	25	20	9	\$195.755	33.891
PLAN PAZCIFICO	4	4	2	2	0	\$0	0
FENOGE	7	7	6	6	0	\$0	0
FINDETER	67	65	22	20	2	\$322.300	-
SGR-EE	53	53	30	30	9	\$26.219	986
OCAD PAZ	3	3	3	3	0	\$0	0
TOTAL PROYECTOS ELÉCTRICOS	184	177	88	81	20	\$ 544.274	34.877
FECF	31	31	12	12	9	\$77.281	47.964
SGR-GAS	33	33	21	21	5	\$19.493	6.913
OCAD PAZ-GAS	3	3	3	3	0	\$0	0
PGLP	16	16	5	5	4	\$32.449	8.894
OBRAS POR IMPUESTOS-GAS	11	10	3	3	1	\$222	103
TOTAL PROYECTOS DE GAS	94	93	44	44	19	\$ 129.445	63.874
TOTAL	278	270	132	125	39	\$ 673.719	98.751

Fuente: UPME, Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos

* Al ser proyectos asociados a planes de expansión y PCH no se cuenta con un número puntual de beneficiarios.

** El número de beneficiados incorpora nuevos usuarios, y usuarios existentes con mejoramiento en su servicio de energía eléctrica, de alumbrado público o normalizaciones.

Fuente: UPME

Como tema particular, en el mecanismo de la Financiera de Desarrollo Territorial - Findeter, además de la evaluación de los proyectos, se realiza la tarea de seguimiento a los recursos asignados para los proyectos financiados con la línea de redescuento con tasa compensada, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 40393 de 2015.

Dentro de los retos para la Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos, se destacan (1) la próxima entrada en operación del Fondo Único de Soluciones Energéticas - FONENERGIA, el cual sustituirá el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER, el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI, el Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE y el Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas Natural - FECF, ya que esto tendrá un impacto positivo en las gestiones de las entidades involucradas. (2) Así mismo, se presenta un reto para la Oficina de Fondos a partir de lo establecido en el párrafo del artículo 234 de la Ley 2294 de 2023: “Los ejecutores de proyectos de vivienda de interés social o los desarrolladores de proyectos de ampliación de cobertura de gas podrán solicitar al Ministerio de Minas y Energía la financiación o cofinanciación de los costos de las redes internas de gas domiciliario y el cargo de conexión, a los usuarios de los estratos 1 y 2, y a la población del sector rural de que trata este artículo, con cargo a los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento de Gas o aquel que lo modifique o sustituya.”. Esto podría conllevar a un mayor volumen de solicitudes de cofinanciación al FECF o el fondo que lo modifique o sustituya.

1.1. Comunidades Energéticas

Enmarcado en el PND 2022-2026, se definen las comunidades energéticas, y se establece que el MME y la UPME definirán parámetros de capacidad instalada, dispersión en áreas urbanas y en áreas rurales, y mecanismos de sostenibilidad.

El programa de Comunidades Energéticas debe permitir la apropiación y participación de las comunidades dentro del negocio y en la propiedad de los activos del sector, por tanto, será necesario realizar una transferencia de conocimiento de este nuevo modelo y que sea una herramienta de generación de empleo.

Acorde con este propósito la UPME en cabeza de la Oficina de Gestión de Proyectos de Fondos-OGPF está adelantando un programa de capacitación sobre metodologías de formulación de proyectos para fondos y caracterización técnica de posibles comunidades energéticas locales como pilotos en el departamento de Santander y Norte de Santander con el fin promover el conocimiento en los líderes de los potenciales proyectos de comunidades energéticas.

Para desarrollar este objetivo se considera realizar proyectos con entidades de la región, que cuenten con programas académicos o que tengan presencia en las agremiaciones para trabajar temas de gestión de energía y poder contar con iniciativas caracterizadas preliminarmente, que permitan un empoderamiento en las regiones.

Los retos planteados en los siguientes años consisten en desarrollar capacitaciones regionales en Tolima y Eje Cafetero, los departamentos de la costa Pacífica, la costa Atlántica y en las zonas de Orinoquía y Amazonía

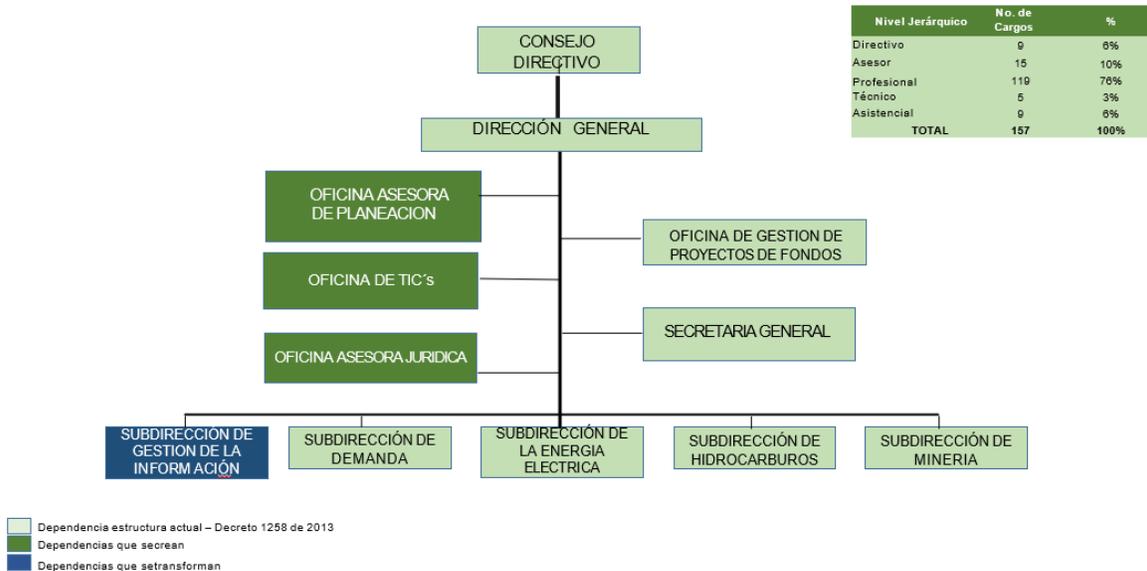
Rediseño Institucional UPME

Con el propósito de que la Unidad Administrativa Especial de Planeación Minero Energética – UPME cumpla con el óptimo desempeño de sus funciones por medio de la consolidación de una estructura administrativa que le permita ejecutar sus procesos de manera articulada, atendiendo la normativa vigente y la responsabilidad social que le fue atribuida por el Estado, debe contar con una

estructura organizacional y una planta de personal fortalecida, que se ajuste a sus responsabilidades, dada la importancia y crecimiento que el sector minero energético representa en la economía Nacional.

Lo anterior sumado a que con posterioridad a la expedición del Decreto 1258 de 2013, a la entidad se le han asignado múltiples competencias y funciones normativas, en más de 15 temáticas sectoriales, con la consecuente asunción de nuevos retos de planeación que implican, la necesidad de fortalecer el esquema administrativo y la planta de personal de la entidad para lo cual, se está avanzando en la primera fase de reestructuración de la entidad; mediante la que se estructuró una propuesta que concluye en la creación de 3 nuevas dependencias (Oficina Asesora Jurídica, Oficina Asesora de Planeación y Subdirección de Gestión de la Información), la transformación de la actual Oficina de Gestión de la Información en la Oficina de Tecnologías de la Información y 31 cargos nuevos en la planta de personal. La estructura propuesta es la siguiente:

Estructura Organizacional propuesta UPME



Fuente: Elaboración propia UPME

Durante el periodo objeto del presente informe, y teniendo en cuenta el cambio de gobierno, se realizó la presentación del proyecto y de acuerdo con mesas de trabajo y/o reuniones realizadas con las diferentes entidades que intervienen en el proceso (Ministerio de Minas y Energía, Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, Departamento Administrativo de la Función Pública y Ministerio de Hacienda y Crédito Público), se han desarrollado los ajustes respectivos y se continúan realizando las gestiones pertinentes para la aprobación del mencionado proyecto que, actualmente cuenta con el aval de parte del Departamento Administrativo de la Presidencia y revisiones preliminares de parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y del Departamento Administrativo de la Función Pública.

ⁱ <https://acmineria.com.co/sitio/wp-content/uploads/2023/05/Comunicado-Nueva-Ley-minera.pdf>