

REVOLUCIÓN ENERGÉTICA

PALOMA VALENCIA PRESIDENTE 2026 – 2030

PLAN DE GOBIERNO

PALOMA

— 2026 —

REVOLUCIÓN ENERGÉTICA: MÁS ENERGÍA, MENOS COSTOS, MÁS OPORTUNIDADES

1. DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ENERGÉTICO Y MINERO

1.1. El sistema eléctrico está al borde de un apagón

Las actividades de la cadena del sector eléctrico colombiano son generación, transmisión, distribución y comercialización, interdependientes y cada una con sus particularidades de funcionamiento, como se ilustra a continuación.

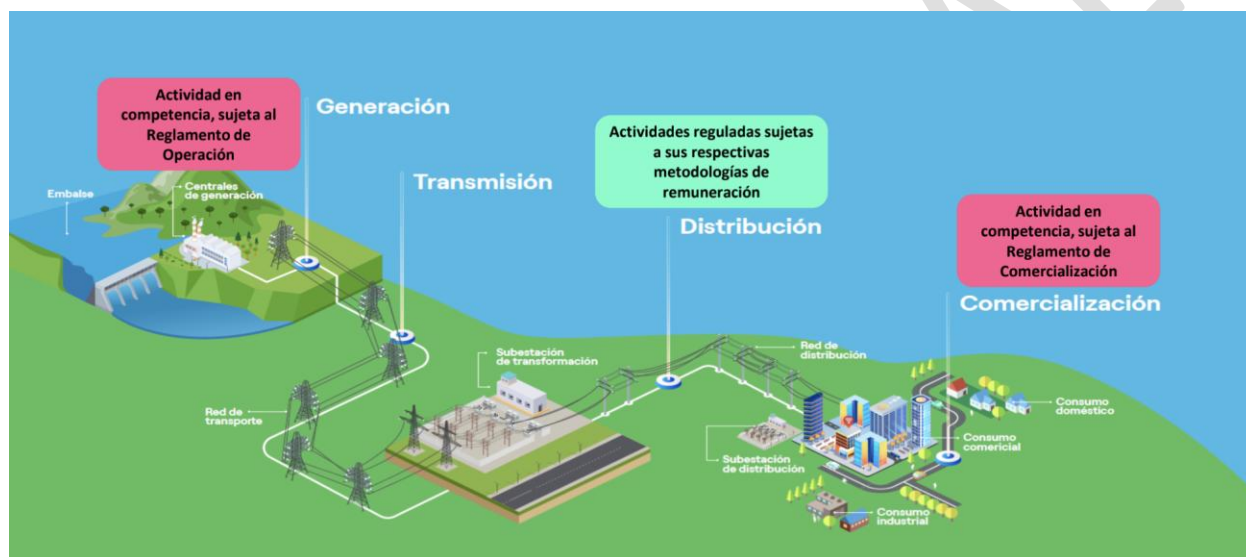
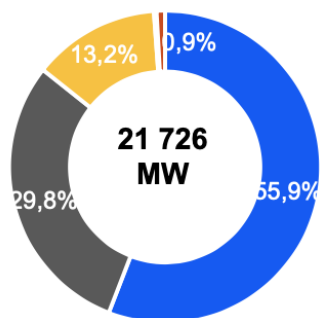


Figura 1. Actividades de la cadena del sector eléctrico
Fuente: ENEL, 2026

De acuerdo con información de XM, la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), la potencia máxima que puede generar el sistema en un momento dado, es de 21.726 Megawatts (MW), donde el 55.9% proviene de hidroeléctricas.



■ Hidráulica ■ Combustible fósil ■ Solar ■ Eólica ■ Otros

Figura 2. Capacidad instalada del SIN
Fuente. ENEL con información de XM (2025).

No obstante, la energía en firme, que es la que realmente se puede garantizar de forma confiable en el tiempo a hogares e industrias, es limitada de cara a la demanda potencial del país. Si la capacidad instalada de Colombia funcionara al 100% todo el año ($21.726 \text{ MW} \times 8.760 \text{ horas/año}$) el sistema tendría una energía en firme de 190.320 GWh (Gigawatts / hora) al año, pero circunstancias como el fenómeno de El Niño o la intermitencia en generación de las fuentes solar y eólica, hacen que la capacidad instalada no produzca a su potencial todo el tiempo, llevando a una energía en firme de sólo 87.491 GWh (46% del potencial).

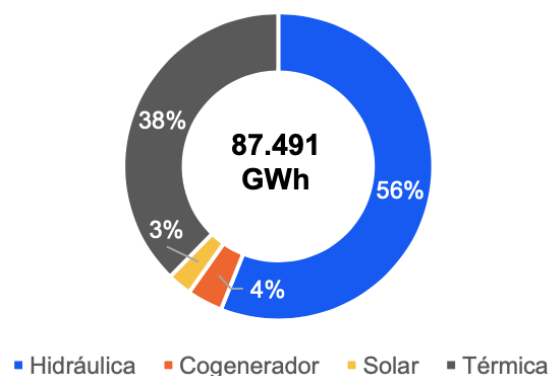


Figura 3. Energía en firme del SIN

Fuente. ENEL con información de XM (2025)

No lograr mayor energía en firme ha afectado a más de 4 millones de colombianos (de acuerdo con análisis del CREE (Centro Regional de Estudios de Energía) y ha privado a Colombia de oportunidades de inversión en el sector industrial.

Los anuncios del Gobierno Petro, en el sentido de haber incorporado 3.600 MW a la capacidad instalada en renovables no convencionales (solar/eólica), ha sido realmente una desilusión para el país, no sólo porque se incumplió la meta original (6.000 MW), sino porque no aportó energía firme. Entonces, esta obsesión irracional por los renovables, además con planes mal ejecutados, resulta en un deterioro de las condiciones del sistema, de cara a lo que ha sido una falta gestión para lograr la entrada de proyectos en (donde las principales necesidades estaban en la infraestructura de almacenamiento y redes modernas) y a las deudas acumuladas del sistema, como se detalla a continuación.

Esto ha derivado en que la ENFICC (Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad), máxima energía eléctrica que Colombia puede entregar continuamente en condiciones de sequía durante un año - pilar del "cargo por confiabilidad" que ha evitado apagones cuando los recursos hídricos escasean - tenga un déficit proyectado a 2026-2027 del 2%, que podría llegar al 13% en 2033-2034, si no se hace la tarea.

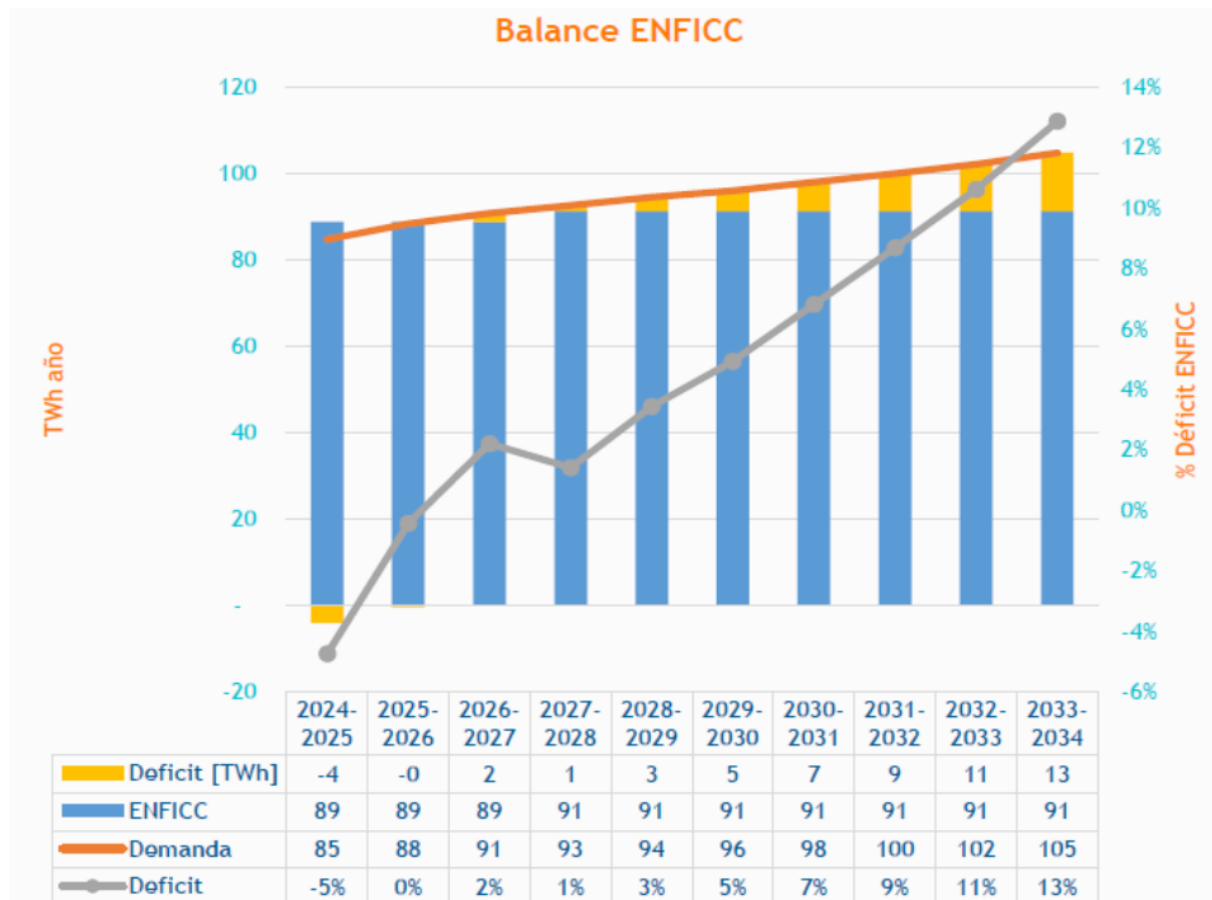


Figura 4. Déficit Energético de Colombia proyectado
Fuente: ENEL (2026)

Y es que, de acuerdo con denuncias hechas por el Senador Electo y actual Representante del CD, Juan Espinal, no está ingresando al SIN la cantidad de energía esperada de los nuevos proyectos. Del 100% de los proyectos, en el 2023 sólo ingresó el 17%; en el 2024 fue del 25% y para el 2025 no se superó el 10% de las metas anuales. 2.400 MW, de energía renovable siguen represados para entregar energía al país por demoras en licenciamiento ambiental y procesos sociales.

Para entender el problema, lo primero es saber que para que un proyecto del sector entre en operación debe pasar por varias fases:



Figura 5. Proceso de asignación (UPME-CREG-Agentes del mercado)
Fuente: ENEL (2026)

Los **retrasos en el licenciamiento ambiental, los conflictos territoriales, las dificultades prediales para servidumbres y acceso y, los trámites interinstitucionales lentos**, han llevado a preocupantes retrasos en proyectos de transmisión: el 55% de los que actualmente están en construcción presenten demoras respecto a su original fecha de puesta en operación (FPO) y hay

143 proyectos dependientes de la expansión del sistema de transmisión (unos 10.200 MW de capacidad), de los cuales 16 ya cuentan con compromisos de conexión por 2.500 MW, que no se puede permitir sean incumplidos.

1.2. El apagón del sistema también puede ser financiero

El sector eléctrico hoy tiene un faltante de \$19.1 billones de pesos, tan sólo en la deuda del sector energético supera los \$10 billones de pesos, de sólo Air-E estamos hablando de \$2.5 billones y los subsidios impagos alcanzan los \$2.4 billones, como se detalla en la siguiente ilustración. Mientras tanto, el Gobierno Petro evalúa que los colombianos asuman el pago vía tarifa eléctrica con un cobro adicional de hasta \$8 por kWh para cubrir el hueco financiero.



Figura 5. Faltante de liquidez del sector eléctrico colombiano

Fuente: ENEL (2026)

Hoy sólo Air-E tiene una deuda acumulada con las generadoras que suma \$2.5 billones de pesos y un recaudo que oscila el 74%, mientras las generadoras se ven obligada a seguir suministrando a pesar de la mora, poniendo en riesgo la estabilidad del mercado eléctrico.

1.3. La política energética errática del gobierno Petro amenazó a las instituciones del sector, tiene el serios problemas a Ecopetrol y comprometió la seguridad energética de los colombianos

Colombia enfrenta un riesgo inminente de desabastecimiento energético derivado del deterioro sostenido de sus reservas de hidrocarburos y de la ausencia de decisiones oportunas para su reposición. En un horizonte de 2 a 3 años, el país podría enfrentar restricciones tanto en gas natural como en generación eléctrica, comprometiendo la seguridad energética. Este escenario no es menor: se estima que un choque de desabastecimiento podría tener un impacto cercano al 1,5% del PIB y llevar a 250.000 personas adicionales a la pobreza, reflejando no solo un problema sectorial, sino una amenaza macroeconómica y social de primer orden.

El gas natural, en particular, se ha consolidado como el energético de respaldo del sistema eléctrico y como insumo clave para la industria y los hogares, pero enfrenta un déficit estructural creciente. La falta de nuevas rondas de exploración, los retrasos en proyectos estratégicos y la incertidumbre regulatoria han limitado la incorporación de nuevas reservas, mientras la demanda continúa presionando el sistema. A esto se suma el rezago en infraestructura de transporte y decisiones críticas como el desarrollo de proyectos costa afuera (como Sirius) o el uso de tecnologías no convencionales, lo que ha reducido la capacidad del país para garantizar autosuficiencia. Como resultado, Colombia ya transita hacia un escenario de mayor dependencia de importaciones de gas, con impactos directos en costos y confiabilidad.

Este riesgo se agrava por debilidades institucionales y de política pública. La pérdida de capacidad técnica en entidades clave como la CREG y la UPME, junto con cambios regulatorios y señales contradictorias frente a la exploración y producción, han deteriorado la confianza inversionista y frenado decisiones de largo plazo. En paralelo, los cuellos de botella en licenciamiento, consulta previa y ejecución de proyectos han impedido que recursos disponibles se conviertan en oferta efectiva. En conjunto, estos factores configuran una tormenta perfecta: un país con recursos en el subsuelo, pero sin las condiciones habilitantes para desarrollarlos a tiempo, lo que pone en riesgo la confiabilidad del sistema energético y la sostenibilidad del crecimiento económico.

El sistema energético colombiano fue atrapado por estructuras ideologizadas, políticas, lentas y burocráticas. El Ministerio de Minas y Energía fue politizado y se incorporaron personas sin conocimiento técnico, dejando sin cabeza al sector. Se necesita una CREG operativa, gran debilidad de la administración de Gustavo Petro, para que tome decisiones independientes y técnicas, comenzando por la revisión de la Resolución 148 de 2021, de forma que se den condiciones para más proyectos de generación limpia.

Se debe lograr el fortalecimiento institucional, mediante la retoma del foco de planeamiento en la UPME y adaptar su capacidad para realizar la asignación de puntos de conexión. También es clave garantizar independencia del operador del sistema y del mercado (XM) y promover una coordinación interinstitucional, que permita mejorar la articulación entre planeación, regulación y operación.

La política energética errática del Gobierno Petro ha priorizado discursos grandilocuentes, pero no tiene un plan estructurado: la “supuesta” hoja de ruta de la transición energética justa, elaborada por este Gobierno no es una Hoja de Ruta y no tiene instrumento de política:¹

- Los supuestos e hitos no tienen asociados los costos del documento de inversiones necesarias.
- No se diferencian los supuestos, de los hitos, de los indicadores de gestión y de los de resultado.
- No se definen plazos específicos, sino rangos de varios años, a los que resulta difícil hacer seguimiento de avance en ejecución o avance presupuestal.
- En contraste, el CONPES 4075 de marzo de 2022²:
 - Contiene lineamientos de política: metas claras, presupuesto por actividades, responsables a nivel de actividades, fuentes, etc.

A lo anterior se suma que el **Gobierno Petro acabó con la principal empresa de Colombia** y principal palanca para una modernización energética: caso **ECOPETROL**.

La principal empresa de los colombianos enfrenta un deterioro estructural bajo el gobierno actual, resultado de una mezcla de políticas ideológicas que desprecian la evidencia y un gobierno corporativo debilitado, sumado a escándalos de corrupción. Sin un cambio de rumbo, la próxima década será de declive, con reservas agotadas, producción estancada y una economía nacional comprometida.

Ecopetrol ha perdido cerca del 50% de su valor en Bolsa desde 2022: la acción pasó de \$3.610 en marzo de ese año a \$1.970 en septiembre del mismo año, tras la posesión de Gustavo Petro como Presidente. A cierre de 2025, se mantiene alrededor de \$1.800. Las utilidades netas pasaron de \$33,4 billones en 2022 a \$14,9 billones en 2024, una caída del 55,4 %.

Ecopetrol ha reducido su actividad exploratoria: pasó de perforar más de 110 pozos anuales en 2014 a solo 40 en 2023 y 34 en 2024, esta disminución pone en riesgo la reposición de reservas y la sostenibilidad futura de la producción. La operación más eficiente de Ecopetrol se concentra fuera del país, el 15% de su producción proviene del Permian, con cerca de 100.000 barriles diarios y \$1,3 billones anuales en utilidades, además de una huella ambiental ocho veces menor frente a Colombia.

Más que factores externos, la evidencia apunta a un manejo interno deficiente y una visión cortoplacista que sacrifica el futuro de la empresa y, por extensión, de Colombia. Mientras que, entre 2023 y 2024, las utilidades de Ecopetrol cayeron un 21,7% en 2024, cerrando en \$14,9 billones de pesos, el nivel más bajo desde 2020, la caída del precio del barril de petróleo no fue drástica: de \$82 promedio 2023 a \$80 USD/barril promedio 2024 (referencia Brent). Además, otras petroleras como ExxonMobil, reportaron un aumento del 17% en sus utilidades en 2024 (Reuters, 2025), mientras que ExxonMobil y Chevron vieron alzas del 10 al 15% en sus acciones en 2024 (Bloomberg, 2025).

Y es que la destrucción del valor de Ecopetrol se dio a pesar de buenos niveles de producción, toda vez que Ecopetrol alcanzó una producción de 745.800 barriles promedio por día en 2024, la mayor

¹ <https://www.minenergia.gov.co/es/micrositios/transicion-energetica-justa/>

² <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4075.pdf>

en nueve años, pero el crecimiento del 1,3% fue impulsado por el fracking en Permian (EE.UU.). Sin esta, la producción de la empresa habría caído un 2,7%³. A pesar de esto, Gustavo Petro solicitó en febrero de 2025 vender las operaciones de fracking en Permian (EE.UU.), tras extenderlas hasta 2026. Esto además, es una clara señal de las constantes violaciones de la independencia del gobierno corporativo de Ecopetrol, como también lo es la fallida adquisición de una participación en CrownRock, propiedad de la empresa Oxy⁴.

El sesgo ideológico del gobierno **Petro ha comprometido la soberanía energética del país**: la perforación petrolera en Colombia se desploma, una caída del 61% de pozos exploratorios (87 en 2022 y 34 en 2024), y pozos en desarrollo una caída del 28% (662 en 2022 y 477 en 2024). Colombia es el único país en la región que no ha firmado contratos de hidrocarburos: Brasil firmó 185, Argentina 7, Perú 13, Trinidad y Tobago 12 y hasta Venezuela 7 contratos.

A lo anterior se suma la **negativa frente a la exploración de nuevos yacimientos**: las reservas de gas natural cayeron un 9,8% en 2024, con una vida útil reducida de 7,2 a 6,7 años y la autosuficiencia en gas se perdió en diciembre del mismo año. Hoy las reservas de gas son de apenas 5,9 años. Sin nuevas incorporaciones, las reservas de gas natural se agotarán antes de 2032, aumentando las importaciones costosas. Esto contrasta con el potencial offshore en el Caribe, inviable antes de 2029-2030 por falta de inversión previa, y en duda por las condiciones exigidas por este gobierno.

En relación con los **Yacimientos No Convencionales (YNC o fracking controlado)**: sólo el Valle Medio del Magdalena tiene un potencial de 30 terapias cúbicas de gas. Si desarrolláramos apenas el 20%, obtendríamos el volumen equivalente al hallazgo de Sirius en el Caribe. Un proyecto tipo YNC generaría más de 16.000 empleos formales y aportes fiscales equivalentes al 24 % del presupuesto del Departamento de Prosperidad Social. A pesar de esto, la bancada del Pacto Histórico insiste en bloquear la capacidad de reemplazar reservas agotadas, mediante iniciativas legislativas como el proyecto de ley con apoyo gubernamental para prohibir el fracking (P.L. 150 de 2024)⁵.

En este contexto, **el sector de biocombustibles en Colombia** se ha consolidado como un componente estratégico para la seguridad energética y la diversificación productiva, con impactos medibles en lo ambiental, social y económico. Actualmente, genera más de 90.000 empleos formales y dinamiza la agroindustria tecnificada, amplificando su impacto en el empleo frente a otros sectores del ámbito minero-energético. Además, su nivel de producción es equivalente al del segundo campo petrolero más grande del país, lo que evidencia su relevancia en la matriz energética nacional.

No obstante, su potencial permanece subaprovechado frente a los beneficios de una mayor penetración en la matriz energética. Incrementar las mezclas a B20 (20% biodiésel y 80% diésel fósil) y E14 (14% bioetanol en gasolina) permitiría reducir la demanda de combustibles fósiles

³ Estas operaciones sumaron 22 mbpe (millones de barriles de petróleo equivalente) a las reservas en 2024 y evitaron una caída en la producción.

⁴ <https://www.elcolombiano.com/negocios/fracking-polemica-ecopetrol-y-petro-proyecto-oslo-petroleo-estados-unidos- JF25201800>

⁵ <https://www.minambiente.gov.co/radicado-proyecto-de-ley-que-prohibe-el-fracking-en-colombia/>

importados en cerca de 893 millones de galones y generar hasta 196.800 empleos, más del doble de los actuales. Alcanzar este escenario requiere superar cuellos de botella estructurales, entre ellos la ausencia de una planeación energética de largo plazo, limitaciones en innovación y desarrollo tecnológico, débil articulación territorial y un entorno regulatorio inestable que afecta la competitividad frente a combustibles fósiles e importados.

1.4. La errática política pública del sector minero-energético también está llevando a un desaprovechamiento del potencial minero del país

El sector minero colombiano es muy relevante en el contexto nacional y local:

- **Exportaciones:** durante 2025, las exportaciones del sector minero totalizaron USD 11.356 millones, representando el 22,6% de las exportaciones colombianas (Fuente: [UPME](#)).
 - Del total de exportaciones mineras el carbón es el principal producto con una participación del 43,2%⁶, seguido por el oro con el 40,6%.
- **PIB:** En 2025, el sector minero representó el 1,6% del PIB nacional. En 2024 fue 2,5% (Fuente: DANE).
 - En algunos municipios, llegó a representar el 80% del total de la economía.
 - En departamentos como Cesar y La Guajira, su participación superó el 40% del total de la economía.
- **Inversión Extranjera Directa:** La IED minera viene en caída libre, al pasar de **USD 3.443 millones** en 2023 a **USD 1.132 millones** en 2024 y **USD 159 millones en 2025**, lo que representa una contracción de aproximadamente **-86% frente a 2024** (Fuente: Banrep).
- **Impuestos y regalías:** entre 2021 y 2024 el sector minero en Colombia aportó cerca de **\$50 billones** al Estado (DIAN, DNP, Minhacienda).
 - Regalías mineras: \$21,4 billones, equivalentes al 43% del total.
 - Impuesto de renta: \$19,6 billones (39%).
 - Otros impuestos: \$9,0 billones (18%).
- **Encadenamientos productivos:** según estimaciones de Fedesarrollo, por cada peso que se invierte en minería se generan \$2,44 pesos adicionales en otros sectores de la economía. La minería apalanca el desarrollo de varios sectores económicos, incluyendo transporte, industria y servicios (Fuente: [ACM](#) – Fedesarrollo).
- **Empleo:** El sector minero emplea a más de 244 mil personas de manera directa y se estima que indirectamente emplea más de 1 millón de personas (Fuente: [ACM](#) - DANE).
 - El 61% de la contratación directa es mano de obra local.

En este contexto, se destaca la gran oportunidad que tiene la minería colombiana, no sólo como generador de recursos fiscales e ingresos por exportaciones de minerales tradicionales en la canasta minera del país (carbón, oro, esmeraldas, etc.), sino como abastecedor de minerales críticos y estratégicos para la construcción de tecnología, incluyendo aquella relacionada con energía

⁶ Incluye térmico, metalúrgico y coque.

renovable. Estos minerales son esenciales en el contexto actual y Colombia tiene potencial en varios:

- **Energía eólica:** un aerogenerador usa cobre, acero y concreto.
- **Energía fotovoltaica:** el 90% de los paneles solares tienen conductores de plata.
- **Internet:** los conductores de oro son su elemento principal.
- **Movilidad:** la próxima generación de vehículos verdes podrían usar oro para mejorar la resistencia a la corrosión y conducción eléctrica.
- **Tierras raras:**
 - Son la base material de la tecnología para generación energética a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER).
 - Según la UPME (2023), Colombia tiene potencial en tierras raras, especialmente **neodimio, lantano y cerio**, elementos que son insustituibles en tecnologías de fuentes no renovables y en tecnología digital.

En Colombia existen indicios de potenciales yacimientos de tierras raras, especialmente en zonas de Guainía, Vaupés, Vichada, Meta, Antioquia y Cesar, según la UPME y el Servicio Geológico Colombiano (SGC). No obstante, la posición anti minera del Gobierno Petro, sumado a los mensajes que sólo generan inestabilidad jurídica y deterioran el clima de inversión del país, han llevado al bloqueo de proyectos estratégicos para las regiones.

1.5. La política de descarbonización desordenada afecta a otros sectores productivos

El principal producto minero de exportación nacional es el carbón, del cual 91.6% es exportado, 5% se utiliza para transformación y 3.4% como materia prima para procesos productivos nacionales (industria nacional). Lo anterior significa que el discurso anti carbón del gobierno, no sólo priva al país de una importante fuente de ingresos, con afectaciones especialmente profundas en Cesar, La Guajira, Boyacá, Cundinamarca y Los Santanderes, sino que afecta a industrias que aportan a las economías locales y generan empleo, industrias que funcionan gracias a este combustible, como por ejemplo: las industrias de papel y cartón, productos mineros no metálicos (cemento, vidrio), textiles y alimentos (sal por ejemplo): Se trata de 2.900 empresas con más de 245.000 empleos.

En otras palabras, la irresponsable política de descarbonización del Gobierno Petro, no sólo es excluyente para territorios carboníferos del norte y centro del país, sino que se traduce en:

- Aumento del costo de la energía.
- Disminución de la competitividad de la industria local frente a los productos importados de los países sin restricciones.
- Pérdida del empleo, de la producción nacional y de las inversiones.

1.6. Los territorios mineros están bajo el control de grupos armados ilegales, violando los derechos de pobladores y mineros legales

El descontrol territorial ha sido especialmente marcado en territorios tradicionalmente mineros, especialmente en todo el cañón del río Cauca, donde coexisten mineros empresariales, mineros de

subsistencia y pequeñas unidades mineras en proceso de formalización, pero donde también están presente grandes estructuras criminales dedicadas a la extracción ilícita de minerales, producción de pasta de coca, trata de personas, deforestación etc. Entender el territorio es el primer paso para lograr una correcta regulación del sector minero colombiano. Se debe proteger a la minería legal, empresarial y de subsistencia, promover la formalización y atacar la ilegalidad:

Parte de este entendimiento consiste en conocer que en Colombia la pequeña minería en realidad es la principal minería. De acuerdo con la ANM, en el país hay más de 125.000 explotadores mineros autorizados, en su mayoría de subsistencia (75%)⁷. Dentro de los otros mineros autorizados, se encuentran 14.070 mineros en proceso de formalización/legalización, 4.042 beneficiarios de áreas de reserva especial (ARES) y 478 subcontratos de formalización.

Los mineros de subsistencia, que en el marco del Decreto 1666 de 2016 son legales, están presentes primordialmente en los departamentos de Antioquia (59,8%), Chocó (21,2%), Bolívar (4,5%), Córdoba (4,3) y Tolima (2,1).

Si a los mineros de subsistencia se les suma pequeños mineros, se conforma una categoría que internacionalmente se conoce como Minería Artesanal y de Pequeña Escala (MAPE), la cual en Colombia pasa a representar más del 80% del total de mineros autorizados. Estos mineros no sólo son grandes en número, sino también en su participación en la producción nacional. Por ejemplo, los mineros de subsistencia son responsables de cerca del 50% del oro fiscalizado producido en Colombia, de acuerdo con la misma ANM (2024).

No obstante, existe en Colombia un número indeterminado y dinámico de mineros no autorizados, algunos informales y otros asociados con actividades criminales:

o **Minería no autorizada:**

- **Informalidad:** mineros que son muy grandes para considerarse de subsistencia, pero no tienen la capacidad de cumplir con toda la regulación actual (no tienen títulos mineros e/o instrumento ambiental).
 - De acuerdo con la Universidad de Los Andes (2022), el 70% de la minería en Colombia se realiza de manera informal, cifra similar a la de la Universidad del Rosario (2013), que señala que “*el 72% de las minas del país corresponden a pequeña minería y dentro de este porcentaje, el 66% es ilegal*”.
- **Criminalidad:** en contraste se encuentra la minería ilegal y la extracción ilícita de minerales (EIM), que no es pequeña minería y no es susceptible de formalización⁸.

⁷ De acuerdo con lo definido en el Decreto 1666 de 2016.

⁸ Para entenderlo, vale la pena rescatar una propuesta conceptual del Grupo de Diálogo sobre Minería en Colombia (GDIAM), que señala que la tipología minera debería entenderse en el marco de las siguientes categorías: **De subsistencia / Artesanal:** usa herramientas manuales, contiene una tradición cultural y arraigo territorial; **Formal:** Empresas legalmente registradas con título minero y licencia ambiental. Puede ser en cualquier escala; **Informal:** De pequeña escala, sin cumplir requisitos legales, pero con intención de formalizarse; **Ilegal:** Actividad sin título ni intención de legalizarse, aunque no siempre vinculada al crimen organizado; **Extracción Ilícita de Minerales (EIM):** Directamente asociada con redes criminales y grupos armados.

- Esta actividad no solo carece de títulos mineros e instrumento ambientales, sino que no evidencia voluntad de formalización y, en ocasiones, está asociada con el crimen organizado.
- De acuerdo con el más Informe de la Oficina de las Naciones Unidas contra la Droga y el Delito (UNODC), en 2022 se detectaron 94.733 hectáreas de territorio colombiano con presencia de Explotación de Oro de Aluvión (EVOA), de las cuales, el 73% correspondió a explotación ilícita.
- La mayor parte de la explotación ilícita de oro se concentra en Chocó, Antioquia, Bolívar, Córdoba y Nariño, con el 94% del total nacional.
- Un aspecto importante señalado por el informe es la **convergencia entre la explotación ilícita de oro y los cultivos de coca**, especialmente en Antioquia, Nariño y Cauca.
 - Aproximadamente el 44% de las áreas afectadas por minería ilegal también presentaron cultivos de coca (110.676 hectáreas en 76 municipios mineros).
- **Impacto medio ambiental:** aún más preocupante es el impacto sobre el medio ambiente de la extracción ilícita de minerales, por cuenta de la deforestación, contaminación de agua por el uso de mercurio, destrucción de hábitats acuáticos y cambio en el curso de los ríos.
 - El 49% (46,550 ha) se encuentra en zonas excluibles de minería (territorios de protección y conservación de recursos naturales).
 - 4 de cada 5 de estas hectáreas afectadas se encuentra en la Reserva Forestal del Pacífico.
 - De acuerdo con un informe de la Procuraduría de 2024, Colombia es uno de los países a nivel mundial con mayor contaminación en cauces de agua por mercurio, liberando entre 50 y 100 toneladas anuales en procesos de extracción.
 - Principales afectados: ríos Cauca, Magdalena, San Jorge y Nechí.
 - El 40% de los suelos que tienen minería ilegal presentan alteraciones químicas irreversibles (CSJ, 2022).
 - 85% de los impactos ambientales de la minería ilegal están relacionados con deforestación (CSJ, 2022).
 - De acuerdo con el IDEAM, Colombia registró para el 2024 una superficie deforestada de 113.608 hectáreas, un incremento del 43% en comparación con el 2023 cuando se reportaron 79.256 hectáreas deforestadas.
 - Departamentos más afectados: Meta, Caquetá, Guaviare, Antioquia y Chocó.
 - Dentro de las principales causas de la deforestación se encuentra: la praderización para acaparamiento de tierras, ganadería extensiva, cultivos de uso ilícito, tala ilegal y extracción ilícita de minerales.

1.7. Los sectores minero y energético comparten retos comunes:

Complementariamente, el sector minero-energético en Colombia se enfrenta a una serie de cuellos de botella asociados con conflictividad social, licenciamiento ambiental e infraestructura:

- **Conflictividad social:**

- Colombia es una Nación compuesta por múltiples regiones, multicultural, biodiversa, de grandes potenciales (especialmente en materia de recursos naturales) y de accidentada topografía.
- Hay agendas ideológicas que encuentran que atacando de cualquier manera al sector minero energético obtienen rentabilidad política, oponiéndose al desarrollo del sector sin importar los impactos positivos que se pierden en el bienestar de los ciudadanos.
- Esa oposición se materializa, en muchas ocasiones, mediante vías de hecho (Ej. bloqueos ilegales).
- **Licenciamiento ambiental:**
 - Hoy Colombia es percibida como un destino de inversiones con muy lento retorno por demoras injustificadas, especialmente en los trámites ante las autoridades ambientales.
 - Si bien el proceso de licenciamiento ambiental está formalmente reglamentado, en la práctica la ideología de las autoridades y diferentes interpretaciones de la norma hacen que los términos de respuesta no sean predecibles.
 - La falta de claridad sobre estos procedimientos hace que los proyectos minero-energéticos no entren en operación cuando el país los necesita.
 - Además, las Corporaciones Autónomas Ambientales (CAR) son percibidas como “ruedas sueltas” del Sistema Nacional Ambiental (SINA) amparadas en su autonomía constitucional. Lo anterior, ha permitido todo tipo de abusos, cooptaciones y desarreglos en muchas de esas entidades.
- **Infraestructura - conexión de los productos mineros con los mercados:**
 - La minería de carbón del centro del país, en particular aquella coquizable, requiere de mayor conectividad con puertos para que llegue a su destino.
 - El gran potencial en metales de Colombia se localiza en zonas andinas lejanas a los puertos. La evaluación y estructuración de estos proyectos debe tener en cuenta los impactos de transportar minerales para llegar a los puertos que faciliten su exportación.

2. PROPUESTAS PARA EL SECTOR ENERGÉTICO

Resumen Ejecutivo:

Colombia enfrenta un riesgo creciente para su seguridad energética derivado de la combinación de retrasos en proyectos de generación y transmisión, reducción de las reservas de gas natural, debilidad institucional, deterioro financiero de algunos agentes del sistema y señales regulatorias que han afectado la confianza de los inversionistas. A ello se suman los desafíos asociados a la variabilidad climática, particularmente la eventual ocurrencia de fenómenos de El Niño severos, que podrían comprometer la confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

Con el propósito de evitar escenarios de racionamiento, garantizar tarifas competitivas para los usuarios, recuperar la autosuficiencia energética y fortalecer la sostenibilidad del sector en el largo plazo, se presenta una agenda integral de propuestas estructurada alrededor de cinco objetivos estratégicos.

En primer lugar, se plantean medidas orientadas a evitar riesgos de desabastecimiento energético mediante la declaratoria de una emergencia energética preventiva, el fortalecimiento de la capacidad regulatoria de la CREG, la garantía de suministro de gas natural y combustibles para la generación térmica, la ampliación de la infraestructura de importación y transporte de gas, y la adopción de mecanismos que aseguren la disponibilidad de energía firme suficiente para atender la demanda futura del país.

En segundo lugar, se propone acelerar la expansión de la oferta energética y de la infraestructura requerida para soportarla. Esto incluye la agilización de proyectos estratégicos de generación, transmisión y distribución; la eliminación de cuellos de botella regulatorios, ambientales y prediales; la recuperación de mecanismos de estabilidad jurídica para la inversión; y una estrategia de diversificación tecnológica que combine hidroeléctricas, generación térmica eficiente, energías renovables, pequeñas centrales hidroeléctricas, geotermia, biocombustibles, y el aprovechamiento responsable de los recursos de hidrocarburos convencionales y no convencionales.

En tercer lugar, se plantean acciones para fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico mediante la promoción de la autogeneración, la generación distribuida, las comunidades energéticas y los programas de gestión eficiente de la demanda, reduciendo la presión sobre el Sistema Interconectado Nacional y aumentando la capacidad de respuesta ante eventos climáticos extremos.

En cuarto lugar, se presentan medidas para sanear financieramente el sector eléctrico y corregir desequilibrios que hoy amenazan su sostenibilidad. Estas propuestas incluyen la contención y gestión de las deudas acumuladas en el sistema, mecanismos de titularización respaldados por entidades multilaterales, soluciones diferenciadas para zonas de difícil recaudo y reformas orientadas a reducir pérdidas, mejorar el recaudo y fortalecer la viabilidad financiera de los operadores.

En quinto lugar, se propone una agenda orientada a reducir tarifas y mejorar la equidad del sistema, especialmente en la región Caribe. Esta contempla esquemas diferenciales de prestación del servicio, mejoras en la focalización de subsidios, fortalecimiento de los mecanismos de control al

fraude, ampliación de soluciones de generación distribuida y ajustes regulatorios que permitan avanzar hacia una cobertura universal sostenible y financieramente responsable.

De manera transversal, la propuesta reconoce que la recuperación del sector requiere un fortalecimiento profundo de su institucionalidad y gobernanza. Por ello, se plantean medidas para fortalecer las capacidades técnicas del Ministerio de Minas y Energía, la UPME, la CREG, XM y el Servicio Geológico Colombiano; blindar el gobierno corporativo de las empresas públicas; recuperar una gestión técnica y meritocrática en Ecopetrol; estructurar una agenda integral de reformas regulatorias; y mejorar el relacionamiento entre empresas, comunidades y Estado mediante reglas claras para la participación territorial, la consulta previa y la gestión de la conflictividad socioambiental.

En conjunto, estas propuestas buscan construir una política energética basada en criterios técnicos, sostenibilidad financiera, seguridad energética, competitividad económica y estabilidad institucional, garantizando que Colombia cuente con la energía necesaria para su crecimiento, bienestar social y desarrollo productivo durante las próximas décadas.

Propuestas detalladas:

Para evitar un apagón y mantener unas tarifas que no afecten más el bolsillo de los colombianos, debemos garantizar la entrega de los proyectos de generación y contar con oferta suficiente. Esto nos obliga a sacar adelante todos los proyectos de generación, garantizar el abastecimiento de gas y carbón para la generación térmica y, para evitar un aumento por restricciones del sistema, garantizar la capacidad de la red de transmisión. Finalmente, el sistema sólo mantendrá su estabilidad si superamos el riesgo financiero y si se logra que la tarifa supere las deudas de opción tarifaria y otros sobrecostos, conforme se detalla a continuación:

2.1. Declarar una Emergencia Energética Preventiva para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional

Ante la alta probabilidad de ocurrencia de un Fenómeno de El Niño severo y sus potenciales efectos sobre la generación hidroeléctrica, resulta necesario establecer un mecanismo excepcional de coordinación institucional que permita anticipar riesgos y adoptar medidas oportunas para preservar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional. Para ello, se propone la declaratoria de una Emergencia Energética Preventiva que habilite al Gobierno Nacional para implementar acciones extraordinarias de carácter regulatorio, operativo y logístico orientadas a garantizar el abastecimiento energético del país.

5 MEDIDAS CLAVE

- 1 MANTENIMIENTO YA DE TODAS LAS TÉRMICAS**
Garantizamos la disponibilidad y confiabilidad del parque térmico para responder cuando más se necesita.


- 2 TODOS LOS PROYECTOS DE AUTOGENERACIÓN Y COGENERACIÓN CON REGLAS CLARAS PARA VENDER EXCEDENTES**
Impulsamos más generación distribuida y eficiente para fortalecer el sistema y aprovechar cada recurso.


- 3 LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN EN PRUEBA DEBEN ENTRAR YA**
Aceleramos la entrada de nueva generación disponible para reforzar la confiabilidad del sistema energético.


- 4 AHORRO DESDE YA DE ENERGÍA**
Pequeñas acciones, gran impacto. Usemos la energía de manera eficiente y responsable.


- 5 PRESERVAR LOS EMBALSES BAJO LA REGULACIÓN ESTABLECIDA**
Cuidar el agua hoy, es asegurar la energía para mañana. Sigamos las reglas y usemos responsablemente nuestros embalses.



6 COMITÉ DE CRISIS CON ATENCIÓN INMEDIATA A URGENCIAS

Coordinamos y tomamos decisiones rápidas para atender cualquier situación y proteger el suministro de energía. Monitoreo permanente, respuesta ágil, comunicación efectiva.

CADA ACCIÓN CUENTA. JUNTOS, PROTEGEMOS LA ENERGÍA DEL PAÍS.

Elaboración: Manuel Manguashca, 2026.

En este contexto, deberá conformarse un Comité Nacional de Seguimiento Energético con participación del Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), XM, el Consejo Nacional de Operación y los agentes de la cadena energética, con el fin de realizar un monitoreo permanente de los niveles de embalses, la disponibilidad de generación térmica, el abastecimiento de combustibles y los indicadores de confiabilidad del sistema. Asimismo, será necesario establecer protocolos de respuesta rápida que permitan adoptar medidas extraordinarias de manera ágil y coordinada frente al deterioro de las condiciones hidrológicas.

2.2. Garantizar la capacidad institucional y jurídica de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para adoptar medidas de emergencia

La capacidad de respuesta del sector energético durante situaciones de riesgo depende en gran medida de la fortaleza institucional y regulatoria de las entidades encargadas de adoptar decisiones oportunas. En este sentido, resulta prioritario garantizar que la Comisión de Regulación de Energía

y Gas (CREG) cuente con las condiciones jurídicas, administrativas y operativas necesarias para ejercer plenamente sus funciones durante períodos de contingencia energética.

Para ello, se deberán implementar los mecanismos requeridos para asegurar la conformación y funcionamiento permanente de la Comisión, garantizando la capacidad de sesionar, deliberar y adoptar decisiones regulatorias de manera oportuna. Asimismo, será necesario fortalecer la seguridad jurídica de las medidas extraordinarias que se adopten durante una emergencia energética, de manera que las resoluciones expedidas tengan plena capacidad vinculante y permitan una implementación efectiva por parte de los agentes del mercado.

Adicionalmente, se recomienda evaluar mecanismos regulatorios de emergencia que permitan agilizar procedimientos, reducir tiempos de respuesta y facilitar la adopción de medidas excepcionales orientadas a preservar la confiabilidad y seguridad del sistema energético nacional.

I. EVITAR EL RIESGO DE DESABASTECIMIENTO Y RACIONAMIENTO

2.3. Garantizar el abastecimiento de gas natural para la generación térmica mediante la declaratoria del gas como energético estratégico

Considerando que la generación térmica constituye el principal mecanismo de respaldo del sistema eléctrico durante períodos de estrés hidrológico, resulta indispensable garantizar la disponibilidad efectiva de combustibles para las plantas de generación. En particular, el gas natural debe ser reconocido como un energético estratégico para la seguridad energética nacional durante situaciones de emergencia o riesgo de desabastecimiento.

Para tal fin, se propone expedir las disposiciones regulatorias y administrativas necesarias para priorizar el suministro de gas destinado a la generación eléctrica cuando las condiciones de confiabilidad del sistema así lo requieran. Asimismo, deberá promoverse la celebración de contratos firmes de suministro de gas natural para las plantas térmicas, asegurando que estas cuenten con combustible suficiente para operar de manera continua durante los períodos de mayor exigencia del sistema.

De manera complementaria, será necesario fortalecer los mecanismos de coordinación entre productores, transportadores, comercializadores y generadores, con el propósito de garantizar la disponibilidad de volúmenes suficientes de gas natural y evitar restricciones operativas que puedan comprometer la confiabilidad energética del país.

2.4. Fortalecer la disponibilidad de combustibles líquidos para respaldo térmico y establecer corredores logísticos prioritarios

Con el fin de reducir la vulnerabilidad del sistema eléctrico frente a eventuales restricciones en el suministro de gas natural, se requiere fortalecer la capacidad de respuesta del parque térmico mediante la disponibilidad oportuna de combustibles líquidos alternativos. Esta medida resulta especialmente relevante durante eventos climáticos extremos, en los cuales la generación térmica puede convertirse en la principal fuente de respaldo para atender la demanda nacional de energía.

Para ello, se propone la conformación de inventarios estratégicos de combustibles líquidos en las zonas con mayor dependencia de generación térmica, garantizando niveles mínimos de almacenamiento que permitan responder de manera inmediata ante contingencias operativas o interrupciones en las cadenas de suministro. Adicionalmente, deberán establecerse corredores logísticos prioritarios para el transporte de combustibles destinados a la generación eléctrica, facilitando la movilización terrestre, fluvial y portuaria de dichos energéticos cuando las condiciones del sistema así lo requieran.

De igual forma, será necesario fortalecer la coordinación entre los operadores logísticos, las autoridades competentes y las empresas del sector energético para asegurar la disponibilidad continua de combustibles líquidos y minimizar los riesgos asociados a interrupciones en el abastecimiento.

2.5. Ejecutar mecanismos para garantizar la energía firme que cubra la demanda eléctrica del país

Garantizar la cobertura de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) a partir de noviembre de 2028 es una prioridad ante un déficit proyectado entre 154 y 167 GWh/día para el periodo 2029–2031, equivalente a más del 58% de la demanda eléctrica futura en ausencia de medidas correctivas. Para enfrentar este escenario, se propone asignar OEF a 408 MW térmicos existentes, lo que permitiría aportar 7,1 GWh/día (alrededor del 3% de la demanda) sin requerir nuevas inversiones, y desarrollar una reserva estratégica térmica de 730 MW de nueva capacidad, ubicada según las necesidades de potencia definida por la Unidad de Planeación Minero Energética, con el fin de complementar la creciente participación de fuentes renovables y garantizar firmeza y respaldo en horas pico.

Adicionalmente, resulta necesario ajustar el marco regulatorio mediante la derogatoria del Decreto 1072 de 2025 del Ministerio de Minas y Energía y de las Resoluciones 101 066 y 101 069 de 2024 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, dado que estas introducen distorsiones en la formación del precio de escasez, limitan la gestión eficiente de los embalses y afectan la contratación bilateral. Su eliminación permitiría que las plantas con OEF asignadas para 2027 participen en futuras subastas y cubran cerca del 55% de la demanda proyectada, aunque se reconoce que algunos efectos podrían haberse mitigado parcialmente con la expedición de la Resolución CREG 101 97 de 2026.

2.6. Aumentar la capacidad de importación y transporte de gas natural que evite el desabastecimiento

Aumentar la capacidad de importación y transporte de gas natural es fundamental para evitar el desabastecimiento, considerando el déficit de oferta nacional. Para ello, se requiere desarrollar un marco normativo que incentive la incorporación de infraestructura de importación, nuevas obras de transporte y la adopción de un esquema de remuneración más eficiente para esta actividad. En este contexto, resulta prioritario agilizar la evaluación e incorporación de nuevos proyectos de regasificación, mitigando los riesgos de demanda y cambiarios para los ejecutores, y priorizando aquellos que puedan entrar en operación en el corto plazo.

Asimismo, es necesario garantizar que los procesos de evaluación técnica, apertura de convocatorias y aprobación de ingresos para las obras de transporte de gas natural —ya contempladas en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN) del Ministerio de Minas y Energía— se desarrollen de manera expedita, permitiendo el inicio oportuno de los proyectos y la incorporación de nueva oferta. De igual forma, se debe expedir la resolución de aprobación de cargos presentada ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas, adoptando el esquema de transporte definido en la Resolución CREG 175 de 2021, el cual propone migrar de un modelo basado en distancia a uno de estampilla, con el fin de no afectar a los usuarios más alejados, promover la competencia entre fuentes de suministro y eliminar incentivos al acaparamiento de capacidad y al arbitraje.

II. ACELERAR LA OFERTA DE GENERACIÓN Y LA INFRAESTRUCTURA

2.7. Acelerar la entrada de proyectos de generación priorizados

Ante el riesgo de racionamiento eléctrico en 2026–2027, se requiere un **plan de choque inmediato**, con base en las proyecciones de XM, que permita anticipar y mitigar los cuellos de botella que hoy enfrenta el sistema eléctrico. Este plan debe abordar, entre otras cosas, la saturación de los puntos de conexión, lo que implica necesariamente un esfuerzo coordinado para adaptar y expandir la red de transmisión, acompañado de un marco mínimo de actuación que permita acelerar decisiones y ejecución.

En este contexto, se hace indispensable **acelerar la entrada en operación de proyectos que ya se encuentran listos, priorizando aquellos que hacen parte del Plan de Expansión de la UPME⁹, cuentan con licencia ambiental y han surtido los procesos de consulta previa¹⁰**. Para lograrlo, resulta clave implementar una “instancia de vocación rápida” que permita destrabar, de manera simultánea y coordinada, los cuellos de botella asociados a licencias ambientales, gestión predial y consultas previas (esquema de proyectos de interés nacional estratégico - PINES, declaratorias de interés nacional - DUPIS, este último clave para gestión predial).

Esto implica, recuperar los acuerdos de estabilidad jurídica para proyectos de alto impacto como estrategia central para reactivar la inversión en el sector energético colombiano y reducir la incertidumbre que hoy frena decisiones clave. Se trata de un esquema moderno y focalizado que garantice reglas claras y previsibles para proyectos estratégicos —especialmente en generación, transmisión y transición energética—, blindando variables regulatorias y ciertas condiciones tributarias por un periodo definido. Este esquema se implementaría mediante una ley o decreto reglamentario que restaure y actualice mecanismos similares a los contemplados en la Ley 963 de 2005, adaptándolos a las necesidades actuales del sector. Con ello, se busca reducir el costo del capital, mejorar la planeación de largo plazo y destrabar iniciativas fundamentales para evitar riesgos de desabastecimiento y cerrar brechas regionales en acceso a la energía.

⁹ <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/mision-transmision/>

¹⁰ Su foco debe estar en proyectos avanzados —particularmente aquellos con niveles de avance superiores al 80%— como los desarrollados por Enel, Celsia y en La Guajira, cuya culminación resulta crítica para la confiabilidad del sistema.

Esta propuesta debe incorporar criterios estrictos de selección, disciplina fiscal y mecanismos de transparencia. Solo los proyectos con alto impacto en seguridad energética, sostenibilidad o cobertura accederían a estos acuerdos, mediante procesos públicos y evaluaciones técnicas rigurosas. Además, se incluiría seguimiento permanente para garantizar el cumplimiento de compromisos y evitar distorsiones. Más allá del instrumento en sí, el éxito de la política dependerá de una señal coherente del Estado: estabilidad regulatoria, respeto por los contratos y coordinación institucional.

Esta instancia, tanto de proyectos listos como aquellos por viabilizar, debería operar a través de un Pipeline de proyectos con una Delivery Unit dedicada a gestionar la articulación interinstitucional y entre el sector público y privado, bajo un esquema de pesos y contrapesos, con capacidad real de seguimiento, gestión y toma de decisiones, y con liderazgo político directo a nivel ministerial.

El plan de choque debe contemplar un plan de incentivos para aquellos proyectos que logren entrar en operación antes de que termine el año 2027¹¹, así como mecanismos para promover inversión en redes, incluyendo esquemas de asociaciones público-privadas (PPP), aprovechando el interés de entidades como CAF, BID y FDN, y una mayor apertura de Bancóldex.

2.8. Fortalecer los puntos de distribución y transmisión

Si Colombia avanza en la masificación de la generación de energía sin fortalecer la red, no contará con la capacidad suficiente para transportarla de manera eficiente. Actualmente, la red de transmisión y distribución presenta rezagos importantes y genera pérdidas significativas. Por ello, es prioritario culminar los proyectos de infraestructura identificados por la UPME como estratégicos, agilizando los procesos de licenciamiento ambiental y de consulta previa. Esto debe hacerse garantizando el debido proceso, pero reconociendo que estas iniciativas son condición necesaria para asegurar el transporte efectivo de la energía en el sistema. Asimismo, la expansión de las redes de distribución depende en gran medida de la UPME, lo que hoy constituye un cuello de botella. En este contexto, resulta pertinente explorar esquemas como las asociaciones público-privadas (APP) que permitan incorporar iniciativa privada y acelerar la expansión de la red.

Asegurar la entrada de los proyectos de red, transmisión y distribución, nos permite disminuir el riesgo de incrementos innecesarios de la tarifa, o peor aún, de desabastecimiento.

La tarifa colombiana de energía incluye varios componentes, entre ellos el conocido como “componente R” (de restricciones), el cual refleja cuando por condiciones de capacidad del sistema no puede entregarse la energía más económica. A veces ocurre que la energía más eficiente debería ser la de una planta, pero no hay infraestructura de red, es como si la vía estuviera cerrada, y en lugar de esa energía debemos usar otra más costosa.

¹¹ Al respecto, Juan Ricardo Ortega en reunión del 5 de febrero con la MEDEX señaló que: en el caso de China, por ejemplo, el esquema de incentivos incluye exenciones de impuesto de renta por 20 años aproximadamente.

2.9. Más que descarbonizar, se requiere diversificar la matriz de generación eléctrica

Esto implica fortalecer la participación de las fuentes hidroeléctricas y reconocer que el gas y el carbón son fundamentales para la confiabilidad actual del sistema. Por su parte, la expansión de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) debe hacerse de manera estratégica, evitando concentraciones territoriales ineficientes y reconociendo que el sol y el viento no están disponibles con la misma intensidad en todo el país.

Se debe facilitar la entrada en operación de proyectos de generación en todas las tecnologías, no limitándose exclusivamente a las fuentes renovables no convencionales. Aquellos proyectos de generación que cuenten con un avance superior al 80% deberían poder entrar en operación, incluso de forma parcial o por etapas, siempre que se garantice la estabilidad y seguridad del sistema.

Se debe innovar con:

- **Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH):** ofrecen energía firme, estable y segura, con menor impacto predial, menor conflictividad social y una oportunidad clara de generación de renta local para los municipios. Para hacerlas viables, se requiere:
 - Avanzar en esquemas de licenciamiento empaquetado, mejorar la planeación por cuencas.
 - Superar el enfoque exclusivamente conservacionista de los POMCA— y distribuir de manera más equilibrada los riesgos socioambientales entre el sector público y privado.
- **Yacimientos no-convencionales de hidrocarburos:** dejar listos los TdR ambientales del gas de esquisto, para aumentar rápidamente las reservas de gas en Colombia. Han existido propuestas de Cerrejón, Paz del Río y Drummond. Puede salir incluso más rápido que Sirius, mientras funciona y lo conectan.
- **Generación geotérmica:** se deberían crear con celeridad los TdR técnicos desde el Gobierno nacional (ANH, UPME) para que el cierre de pozos petroleros pueda ser conectado con la generación de energía geotérmica.
 - Este escenario permitiría un más exitoso cierre de pozos y un licenciamiento de proyectos geotérmicos, toda vez que la ANLA podría crear unos términos de referencia (TdR) Ambientales, sobre la licencia donde ya operó el pozo, siendo necesario sólo un plan de manejo ambiental. **Se debe evaluar si esta propuesta es legalmente viable.**
- **Generación nuclear:** abordar los desafíos institucionales y regulatorios para el manejo de licencias y residuos de esta tecnología. Se podría pensar, en el mediano plazo, en Reactores Modulares Pequeños (que pueden generar entre 1 y 300 MW).
- **La promoción de biocombustibles:** avanzando hacia una planeación energética de largo plazo que establezca metas crecientes de mezcla y una hoja de ruta técnica clara para la incorporación de nuevos biocombustibles en los segmentos de transporte terrestre, marítimo y aéreo. Esto implica generar señales regulatorias estables que brinden

certidumbre a los inversionistas y permitan movilizar inversiones estimadas en cerca de \$1,6 billones de pesos para la expansión de la capacidad productiva, incluyendo nuevas plantas de bioetanol y biodiésel. Asimismo, se requiere fortalecer los instrumentos fiscales y regulatorios para garantizar condiciones de competencia equilibradas frente a combustibles fósiles e importados, incorporando criterios de sostenibilidad ambiental y eficiencia económica.

En el mismo sentido, es clave impulsar una agenda de innovación, desarrollo tecnológico y articulación territorial que permita diversificar materias primas, reducir costos de producción y ampliar la base productiva del sector. Esto pasa por fortalecer la investigación aplicada, la formación de capital humano y la integración entre gobiernos locales, universidades, centros tecnológicos y productores rurales, con el fin de consolidar cadenas de valor más inclusivas y con mayor impacto regional. Todo esto no sólo contribuiría con la seguridad energética del país, sino que lo pone en una posición privilegiada como exportador de biocombustibles.

2.10. Hoja de Ruta para la autosuficiencia en hidrocarburos

La reactivación del desarrollo de los proyectos de Yacimientos No Convencionales (YNC) y costa afuera (offshore) representa una oportunidad estratégica para garantizar la autosuficiencia energética de Colombia por varias décadas. Este proceso debe iniciar formalmente con la reactivación de los proyectos piloto de YNC en Puerto Wilches. Si se aseguran los recursos que se podrían obtener a través de estos proyectos, el país evitaría importaciones futuras de gas natural y petróleo, previniendo el consecuente encarecimiento de las tarifas de energía para los hogares y la industria.

Sin el desarrollo de los YNC, Colombia se vería obligada a importar petróleo para cubrir la demanda de sus refinerías a partir de 2036. Por el contrario, la ejecución de estos proyectos permitiría al país cumplir holgadamente con las proyecciones de producción requeridas por el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP). Se estima que, entre 2027 y 2038, se generarían exportaciones de petróleo por un valor de USD 110.000 millones, creando además un excedente de alrededor de \$18 billones de pesos entre 2030 y 2038 por concepto de impuestos, regalías y derechos económicos.

Para consolidar esta visión, es imperativo dar un impulso decidido a los proyectos YNC y al desarrollo costa afuera mediante las siguientes acciones clave:

- Acompañamiento y viabilización de los proyectos en tierra firme, reactivando los planes piloto en Puerto Wilches.
- Priorización de 116 consultas previas necesarias para la construcción del gasoducto submarino.
- Expedición oportuna de licencias ambientales tanto para la infraestructura submarina como para la terrestre.
- Optimización de la capacidad del sistema de transporte de gas nacional.

Esta hoja de ruta es viable gracias a un marco regulatorio robusto y estricto diseñado para minimizar impactos ambientales. Actualmente, señales claras de estabilidad política, jurídica y regulatoria mantienen el interés de empresas de talla mundial, respaldadas por referentes históricos como Chuchupa, que ha garantizado 50 años de abastecimiento y la masificación del gas en el territorio nacional.

III. FORTALECER LA RESILIENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

2.11. Impulsar la autogeneración, la generación distribuida y la gestión eficiente de la demanda como mecanismos de resiliencia energética

La reducción de la presión sobre el Sistema Interconectado Nacional constituye un elemento fundamental para enfrentar escenarios de estrés energético asociados a eventos climáticos extremos. En este sentido, resulta prioritario promover la autogeneración, la generación distribuida y los programas de gestión eficiente de la demanda como herramientas complementarias para fortalecer la resiliencia del sistema eléctrico.

Para ello, se propone simplificar los procedimientos de conexión y puesta en operación de proyectos de autogeneración y generación distribuida, especialmente aquellos basados en fuentes renovables con capacidad de entrar en operación en el corto plazo. Asimismo, deberán diseñarse incentivos regulatorios y económicos que faciliten la adopción de estas tecnologías por parte de usuarios industriales, comerciales y residenciales.

De manera complementaria, se recomienda implementar campañas nacionales de ahorro y eficiencia energética, acompañadas de mecanismos de gestión de demanda que permitan reducir el consumo durante los períodos de máxima exigencia del sistema, contribuyendo así a preservar los niveles de los embalses y reducir la necesidad de generación térmica de respaldo.

IV. SANEAR FINANCIERAMENTE EL SISTEMA ELÉCTRICO

2.12. Evitar que las deudas del sistema con las generadoras sigan creciendo

De no lograrse, el riesgo de un colapso financiero del sistema eléctrico se incrementa. Frente a la situación de la comercializadora Air-e, resulta prioritario **evitar que las deudas continúen creciendo, asegurando que, al menos, las ventas corrientes sean honradas.**

Cancelar las deudas es un alivio real para miles de usuarios en Colombia, lo que hoy se conoce como **opción tarifaria**, usada en momentos de crisis ocasionada por la pandemia del COVID-19, es hoy debido a la falta de gestión del sistema eléctrico colombiano en los últimos años, una carga que encarece el valor del kilovatio y en algunos casos se prolonga por más de 3 años. Adicionalmente por ser parte de la tarifa, exige un esfuerzo adicional del presupuesto destinado a los subsidios de la población de estratos 1,2 y3. Entonces, además de evitar que la deuda siga creciendo, es clave avanzar en las siguientes propuestas:

- Responsabilidad Estatal en Entidades Oficiales: Garantía de pago subsidiario por parte del Gobierno Nacional para deudas de hospitales, colegios y alumbrado público, evitando que la mora del sector público afecte la tarifa residencial.
- Figura del Prestador de Última Instancia (PUI): Esquema de compensación regulatoria para los operadores que asumen mercados de alta complejidad y difícil recaudo.
- Fondo de Infraestructura STR Norte: Inversión estratégica en subestaciones y líneas de transmisión para reducir pérdidas técnicas.
- Judicialización del Fraude: Reforma normativa para tipificar penalmente el hurto de energía de gran escala, protegiendo la integridad del sistema y la estabilidad de las tarifas.
- Pensar en mecanismos innovadores para zonas de difícil recaudo o conexión y titularizar el stock de deuda actual, conforme se especifica en los siguientes numerales.

2.13. Titularizar la deuda con las generadoras

En este esquema, entidades multilaterales como el BID, o el mismo Gobierno nacional, podrían garantizar una emisión de bonos, mecanismo que permitiría sanear financieramente el sistema sin trasladar de manera inmediata los costos a los usuarios.

Al respecto, el Grupo de Energía de Bogotá (GEB), en reunión del pasado 5 de febrero con la MEDEX, señaló que **la figura de prestador de última instancia**, que no se ha usado hasta ahora, porque se está reglamentando, podría funcionar, siendo así una variable existente que podría mejorar el recaudo. La función del prestador de última instancia es que ofrezca el servicio en zonas no conectadas y de difícil acceso como en partes de la Costa Atlántica.

El monto dependerá de qué tanto de esos \$2.5 billones de deuda¹² queremos gestionar mediante titularización. Los comercializadores harían el recaudo, XM recogería y haría la titularización de la deuda (Fogafin podría manejar la caja del instrumento), entregando a cada acreedor de Air-E el correspondiente monto. El GEB considera que se requiere que sean títulos a 15 años, para que no se suban mucho las tarifas, mientras mejoran la liquidez. Aquí es clave que entidades internacionales o el mismo gobierno garantice la deuda, porque para generadoras sin mucha liquidez, un descuento sobre el valor de la deuda (haircut) del 30%, puede ser muy alto, porcentaje que con el respaldo podría bajar. Otra opción para bajar ese costo asociado a la titularización es hacer una subasta previa y se medir el apetito y precios por los títulos, para al final adjudican los más baratos, para que ya tengan el descuento incluido.

Además, esta sería una solución de liquidez para algunas generadoras (vendiendo los títulos en el mercado secundario), pero también, para empresas como ISA y GEB, que no requieren

¹² [https://www.elheraldo.co/atlantico/2026/01/09/gobierno-plantea-que-usuarios-asuman-via-tarifa-deuda-de-25-billones-de-air-e/#:~:text=9:00%20PM-,Gobierno%20plantea%20que%20usuarios%20asuman%20v%C3%ADa%20tarifa%20deuda%20de%20\\$2,%20\\$40%20millones%20a%20las%20empresas.&text=ArchivolImagen%20de%20referencia%20de%20un a%20factura%20de%20Air%2De.&text=La%20publicaci%C3%B3n%20para%20comentarios%20del,diversas%20reacciones%20en%20distintos%20sectores.&text=Seg%C3%BAAn%20el%20documento%2C%20mientras%20la,30%20de%20noviembre%20de%202025](https://www.elheraldo.co/atlantico/2026/01/09/gobierno-plantea-que-usuarios-asuman-via-tarifa-deuda-de-25-billones-de-air-e/#:~:text=9:00%20PM-,Gobierno%20plantea%20que%20usuarios%20asuman%20v%C3%ADa%20tarifa%20deuda%20de%20$2,%20$40%20millones%20a%20las%20empresas.&text=ArchivolImagen%20de%20referencia%20de%20un a%20factura%20de%20Air%2De.&text=La%20publicaci%C3%B3n%20para%20comentarios%20del,diversas%20reacciones%20en%20distintos%20sectores.&text=Seg%C3%BAAn%20el%20documento%2C%20mientras%20la,30%20de%20noviembre%20de%202025)

urgentemente caja, puede ser una alternativa de gestión de activos, teniéndolos hasta su madurez. GEB estima que, para que sea una solución viable y atractiva para inversionistas, debería pagar tasas de IPC + 6 puntos porcentuales, efectivo anual¹³.

2.14. Pensar en mecanismos innovadores para zonas de difícil recaudo o conexión

En este caso, si no se logra que la comercializadora logre atender adecuadamente el mercado de la Costa Caribe, debe contemplarse la posibilidad de que otros comercializadores puedan asumir la atención de estos usuarios, siempre que el operador de red mantenga la calidad y continuidad del servicio. Esto abre la puerta a esquemas de competencia por zonas o concesiones, mediante marcos legales complementarios a las leyes 142 y 143.

Evaluar las posibilidades que, sobre zonas no interconectadas, ofrece la Ley 812 de 2003 (Plan Nacional de Desarrollo, artículos 62 en adelante). Ahí puede haber un marco jurídico existente que de amplitud a propuestas por fuera de las leyes 142 y 143.

Por ejemplo, **la aplicación de esquemas de prepago** en estas zonas permitiría contener el crecimiento de la deuda, garantizar el recaudo del componente G (componente de generación) y ofrecer un modelo de prestación del servicio más sostenible. Para ello, se requieren normas específicas de esquemas diferenciales, que podrían ser temporales, mientras se alcanzan niveles mínimos de recaudo que aseguren la viabilidad del comercializador.

Mientras tanto, se propone:

- Implementación de Medición Prepagada: Priorización de contadores prepago en zonas de alta morosidad ($\geq 5\%$) y comunidades energéticas, otorgando al usuario control total sobre su consumo y evitando la acumulación de deudas.
- Incorporar esquemas de competencia en la expansión del Sistema de Transmisión Regional (STR), permitiendo la participación de diversos actores —incluidos los propios generadores— en el desarrollo de la infraestructura de conexión. Esta estrategia tiene como objetivo central dinamizar la ampliación de la red y viabilizar la evacuación efectiva de la energía que hoy permanece limitada por la falta de capacidad en el transporte, garantizando así una mayor eficiencia y fluidez en el sistema eléctrico.

V. REDUCIR TARIFAS Y MEJORAR LA EQUIDAD DEL SISTEMA

2.15. Implementar un esquema diferencial para reducir las tarifas de energía en la Costa Caribe

La situación del servicio de energía eléctrica en la Costa Caribe exige una intervención estructural que reconozca las profundas diferencias existentes entre zonas urbanas consolidadas, barrios subnormales y áreas rurales dispersas. La aplicación de un modelo homogéneo de prestación y

¹³ Jaime Orjuela, del GRB tiene los archivos con las simulaciones.

regulación ha contribuido a profundizar problemas de sostenibilidad financiera, calidad del servicio y asequibilidad para los usuarios, generando un círculo vicioso de altas pérdidas, bajo recaudo y tarifas crecientes.

En este contexto, se propone la implementación de un esquema diferencial de prestación del servicio que permita adaptar los mecanismos de distribución, comercialización y gestión operativa a las características específicas de cada territorio. Esta estrategia partiría del reconocimiento de tres segmentos claramente diferenciados: zonas urbanas normales, donde el énfasis debe estar en la eficiencia operativa y la reducción de pérdidas; barrios subnormales, donde se requieren esquemas flexibles de gestión comunitaria y normalización de redes; y zonas dispersas, donde la generación distribuida y las soluciones energéticas descentralizadas pueden ofrecer alternativas más eficientes que la expansión convencional de redes.

La propuesta contempla la adjudicación competitiva de concesiones territoriales para la operación de barrios subnormales y zonas especiales, promoviendo la participación de operadores especializados, MiPymes locales y organizaciones comunitarias con capacidad de gestión territorial. Este esquema permitiría mejorar los niveles de recaudo, reducir pérdidas no técnicas y fortalecer la relación entre operadores y usuarios, manteniendo estándares regulatorios de calidad y supervisión por parte de las autoridades competentes.

De manera complementaria, se propone acelerar la incorporación de generación distribuida mediante proyectos solares comunitarios y esquemas de comunidades energéticas, aprovechando los instrumentos ya existentes en la legislación colombiana. La combinación de generación local, reducción de pérdidas y normalización de redes permitiría disminuir significativamente los costos de prestación del servicio, particularmente en los segmentos más vulnerables de la población.

Asimismo, resulta indispensable revisar los mecanismos de subsidios energéticos para ajustarlos a los patrones reales de consumo de la región Caribe. Dadas las condiciones climáticas y las necesidades básicas de refrigeración de los hogares, se propone ampliar el umbral de consumo de subsistencia para los usuarios de menores ingresos y complementar esta medida con programas de sustitución de equipos ineficientes, especialmente refrigeradores y sistemas de climatización, reduciendo simultáneamente el consumo y el valor de las facturas.

La implementación de esta estrategia requerirá una instancia de coordinación interinstitucional que articule al Gobierno Nacional, las entidades territoriales, los operadores de red, los comercializadores, los organismos reguladores y las comunidades beneficiarias. Esta instancia deberá contar con capacidades efectivas de seguimiento, resolución de cuellos de botella y evaluación permanente de resultados, bajo un esquema de gobernanza transparente y con mecanismos claros de rendición de cuentas.

Finalmente, el programa deberá ejecutarse de manera gradual mediante proyectos piloto en territorios priorizados, permitiendo validar los modelos operativos, ajustar los mecanismos regulatorios y generar evidencia para una expansión progresiva a toda la región Caribe. El objetivo último es construir un sistema más sostenible, eficiente y equitativo que reduzca las tarifas para los usuarios, fortalezca la viabilidad financiera del sector y garantice una prestación del servicio acorde con las particularidades económicas y sociales de la región.

2.16. Asegurar una cobertura universal, pero sostenible y asequible para los hogares

La imprecisa focalización de subsidios en el sector es insostenible y beneficia a personas que no requieren este beneficio. Esto implica que la revisión de subsidios dirigidos a predios que no lo necesitan no sólo se asocia con la sostenibilidad financiera del sistema, la falta de apoyo a quienes sí lo necesitan, sino a fenómenos asociados con estructuras criminales y grupos armados ilegales.

En efecto, de acuerdo con estimaciones del GEB, estima que en el caso de Air-E, se pierden \$50.000 millones de pesos al mes por cuenta de una mala focalización de subsidios¹⁴. Por su parte, estimaciones reveladas por el mismo DNP dan cuenta de que el 61.35% de los subsidios al recibo de energía en Colombia se asocia con una mala focalización de subsidios.

La universalización del servicio exige revisar el esquema tarifario y el impacto que figuras como la autogeneración y las comunidades energéticas tienen sobre el costo unitario. En materia de subsidios, es urgente revisar su diseño y focalización: transparentar su impacto en la factura, vincularlos a criterios objetivos como el Sisbén y asegurar una presupuestación ordenada que evite que crezcan más rápido que el recaudo. Esto requiere recuperar la institucionalidad del sector, fortaleciendo la independencia técnica de las entidades regulatorias y de control.

Por otro lado, el hurto de energía, especialmente en la región Caribe, alcanza niveles significativamente altos, con pérdidas que en promedio representan cerca del 20% de la energía generada. En este contexto, la respuesta no solo debe ser técnica, sino también de carácter policivo, fortaleciendo los mecanismos de control y sanción frente a las conexiones ilegales. Asimismo, es necesario avanzar en la gestión y saneamiento de las deudas de los consumidores institucionales.

Con lo anterior en mente, la **fórmula para apuntar a la cobertura universal mientras se evita que aumenten las tarifas de energía en el corto plazo es:**

- **Implementar el Registro Universal de Ingresos (RUI):** desarrollar una base de datos centralizada, actualizada y precisa sobre los ingresos de los hogares, que permita mejorar la focalización de los subsidios, corrigiendo errores de inclusión y exclusión y asegurando que los beneficios lleguen efectivamente a la población más vulnerable. Esto incluye:
 - **Actualizar la metodología de estratificación socioeconómica:** ajustar los criterios de clasificación conforme a lo establecido en el Decreto 262 de 2004 y la Ley 142 de 1994, de manera que reflejen con mayor precisión las condiciones reales de los hogares y su capacidad de pago.
 - **Incentivar la revisión de la estratificación a nivel municipal:** diseñar e implementar un programa liderado por el Ministerio de Vivienda y el DNP que promueva la actualización periódica de la estratificación, incorporando el uso del RUI como herramienta técnica para mejorar la calidad de la información.

¹⁴ De acuerdo con información de la Misión de Transformación Energética:
<https://www.minenergia.gov.co/es/servicio-al-ciudadano/foros/propuestas-de-documentos-de-la-misi%C3%B3n-de-la-transformaci%C3%B3n-energ%C3%A9tica/>

- **Fortalecer el control del hurto de energía:** implementar medidas técnicas, regulatorias y policivas para reducir las pérdidas no técnicas, especialmente en regiones con altos niveles de fraude, mejorando así la eficiencia operativa del sistema.
- **Preservar la estabilidad operativa del sistema:** evitar la salida de EPM de AFINIA, dada su relevancia para la continuidad y calidad del servicio en la región Caribe.
 - **Evaluar la segmentación de mercados atendidos por Air-e:** analizar la conveniencia de dividir los mercados según su viabilidad financiera y operativa, diferenciando entre zonas rentables y no rentables.
 - **Diseñar esquemas alternativos para zonas no rentables:** para áreas no interconectadas o de difícil recaudo, explorar mecanismos alternativos de prestación del servicio, inspirados en modelos como el BBox del Reino Unido, que permitan garantizar cobertura con esquemas más flexibles y sostenibles.
- **Ajustar el consumo de subsistencia en zonas críticas de forma fiscalmente sostenible:** elevar el umbral de 173 kWh a 210 kWh en regiones ubicadas por debajo de los 500 msnm, particularmente en la región Caribe, con el fin de alinear el nivel de subsidio con las necesidades reales de consumo, especialmente las asociadas a refrigeración en climas cálidos.
 - **Asegurar su viabilidad fiscal:** garantizar que el incremento en el consumo de subsistencia o expansión de subsidios sea consistente con la sostenibilidad de las finanzas públicas y del sistema eléctrico en su conjunto.

En el mediano plazo, promover la eficiencia en el uso de energía eléctrica, mediante la modernización de electrodomésticos, tecnología para energía distribuida (paneles solares) y procesos de concientización sobre el buen uso de la energía eléctrica.

En el caso de energía distribuida, la estrategia de comunidades energéticas, aplicada en el mundo antes que en Colombia, con resultados buenos en muchos casos, debería estar atada a cláusulas de mantenimiento a infraestructura, para que los paneles solares no terminen abandonados o vendidos por partes. Los principios ahí deben ser de acompañamiento del Estado para facilitar el mantenimiento de infraestructura, corresponsabilidad en el uso por parte de las comunidades beneficiadas y sostenibilidad fiscal.

En este punto, los recursos del SGR pueden constituir una fuente relevante de financiación para inversiones en infraestructura energética. Además, la experiencia acumulada por los OCAD Paz ofrece lecciones valiosas en la ejecución de proyectos en territorios priorizados. En este contexto, y considerando que el mecanismo de los OCAD Paz se encuentra en su fase final, resulta pertinente aprovechar estos aprendizajes para fortalecer y escalar el uso de recursos del sistema en proyectos estratégicos del sector energético.

En el largo plazo, es necesario avanzar de manera articulada en la actualización del marco normativo y en el desarrollo de infraestructura de transmisión y distribución, dado que el sistema eléctrico actual responde a esquemas diseñados hace varias décadas y ya no se ajusta a las necesidades actuales. En este contexto, resulta clave ampliar y modernizar la red de subestaciones, con el fin de mejorar la eficiencia operativa, reducir cuellos de botella y garantizar una distribución más equilibrada de la energía en el sistema.

⚠ 2. PROPUESTAS TRANSVERSALES

I. FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL Y GOBERNANZA DEL SECTOR

3.1. Fortalecimiento institucional del sector

Para afrontar todos los retos que enfrenta e impulsar las medidas antes señaladas, además de una batería de reformas normativas, se requiere un fortalecimiento institucional:

- **Recuperar la fortaleza técnica y despolitizar al Ministerio de Minas y Energía y al Servicio Geológico Colombiano**, para asegurar mejores políticas públicas para el sector y ampliación del conocimiento geológico del país.
- **Dotar a la UPME de:**
 - Capacidad técnica y operativa para solicitar las solicitudes de conexión de los recursos energéticos distribuidos (REDs) de pequeñas fuentes de generación energética.
 - Mayor carácter técnico para que funcione como un centro estable de planeación y análisis.
- **Fortalecer el funcionamiento de la CREG:**
 - Creando un órgano de segunda instancia, ente colegiado, autónomo y reglado para resolver las disputas con la CREG.
 - Estableciendo plazos y trazabilidad pública para todas las decisiones de la Comisión.
 - Crear una dependencia técnicamente independiente, dentro de la CREG, tipo Departamento de Estudios Macroeconómicos (“salón de juegos”), que no haga regulación, sino que se dedique a simular los efectos de la regulación, que sirva como insumo para las decisiones que se tomen por parte de la Comisión en materia de regulación.
- **Blindar la independencia de XM:**
 - Garantizando su autonomía técnica y operativa en el mercado.
- **Fortalecer las empresas de capital público del sector:**
 - Actualizar el Conpes 3851 - 2015, para que se incorporen las recomendaciones de la OCDE sobre propiedad de empresas estatales.
 - Generar instrumentos normativos que obliguen a empresas con capital público a adoptar medidas de gobierno corporativo.
- **Recuperar a Ecopetrol:**
 - Es necesario devolver un enfoque técnico y de largo plazo de la empresa:
 - Restaurar un gobierno corporativo independiente y meritocrático, conforme se detalla en el siguiente numeral.
 - Retomar una planificación basada en evidencia y en criterios financieros y de sostenibilidad.

- Asegurar la diversificación energética ordenada, aprovechando las fortalezas de Ecopetrol en hidrocarburos, gas, hidrógeno y energías renovables.
- Evaluar decisiones como la adquisición de ISA por parte de Ecopetrol:
 - Ecopetrol necesita invertir en activos de mayor rentabilidad.
 - Una gran empresa nacional de generación podría ser la que adquiriera los activos de ISA.

En particular, es prioritario nombrar la totalidad de expertos técnicos e independientes en la CREG, superando las vacancias que han debilitado la toma de decisiones y generando incertidumbre regulatoria. Este proceso, que puede adelantarse mediante decretos presidenciales conforme a las Leyes 142 y 143 de 1994, debe regirse por criterios meritocráticos, transparencia y perfiles altamente especializados. Más allá de llenar cargos, se trata de restituir la credibilidad del regulador como árbitro técnico del mercado, capaz de emitir señales claras y oportunas para la inversión.

Un segundo frente consiste en mejorar la calidad y coherencia de la regulación, corrigiendo distorsiones acumuladas. Esto implica revisar y, cuando sea necesario, derogar resoluciones que hayan introducido restricciones artificiales a la competencia o alterado las señales de precios. Este proceso debe estar acompañado sistemáticamente por análisis de impacto normativo, fortaleciendo la toma de decisiones basada en evidencia. En paralelo, es clave robustecer instancias operativas como el Gestor de Mercado de Gas, dotándolo de mejores herramientas de información y coordinación, de manera que pueda anticipar desequilibrios entre oferta y demanda y facilitar decisiones eficientes en un contexto de estrechez energética.

Finalmente, el fortalecimiento institucional requiere una planificación más robusta y una gobernanza articulada entre entidades. Esto supone potenciar el rol de la UPME en la planeación de largo plazo, mejorar los mecanismos de asignación de conexiones y establecer criterios claros de priorización de proyectos estratégicos. Asimismo, se debe avanzar en la coordinación interinstitucional para reducir la fragmentación entre autoridades regulatorias, ambientales y territoriales, lo cual hoy representa uno de los principales cuellos de botella.

3.2. Blindar el Gobierno Corporativo de las Empresas Públicas

Se propone blindar el gobierno corporativo de las empresas públicas mediante el fortalecimiento institucional de sus estructuras de dirección, control y propiedad estatal, con el fin de garantizar transparencia, eficiencia, rendición de cuentas y generación sostenida de valor económico y social. Para ello, es necesario profesionalizar el rol del Estado como accionista, dotándolo de herramientas técnicas y criterios claros que orienten su actuación hacia objetivos de largo plazo, reduciendo la injerencia de intereses políticos coyunturales. En esta línea, se deben optimizar los procesos de toma de decisiones y robustecer los mecanismos de monitoreo y seguimiento.

Asimismo, resulta fundamental garantizar la estabilidad, independencia y capacidad técnica de las juntas directivas de las empresas con participación estatal, especialmente aquellas que operan en sectores estratégicos para el país. Para ello, se propone fortalecer los requisitos de experiencia, idoneidad e independencia de los miembros de junta, mediante procesos transparentes de selección basados en mérito, competencias técnicas y trayectoria profesional comprobada. La permanencia

de los miembros deberá estar asociada al cumplimiento de objetivos y estándares de desempeño previamente definidos, evitando cambios frecuentes que afecten la continuidad de las estrategias corporativas y la creación de valor de largo plazo.

De igual manera, se recomienda adoptar mecanismos que reduzcan los riesgos de interferencia política en las decisiones empresariales, garantizando que las definiciones estratégicas, operativas y de inversión respondan a criterios técnicos, financieros y de sostenibilidad. En este sentido, resulta conveniente avanzar en la profesionalización del ejercicio de la propiedad estatal, fortaleciendo la separación entre las funciones de regulación, formulación de política pública y administración empresarial.

Se propone igualmente fortalecer los mecanismos de gobierno corporativo en materia de control interno, auditoría, cumplimiento y gestión de riesgos, incorporando estándares internacionales aplicables a empresas que participan en mercados de capitales nacionales e internacionales. Esto incluye la consolidación de sistemas robustos de prevención de conflictos de interés, la adopción de políticas estrictas de transparencia y divulgación de información, y el fortalecimiento de los canales de denuncia y supervisión independiente.

Adicionalmente, se deberán establecer lineamientos que promuevan una política financiera responsable y sostenible, evitando que las empresas públicas sean utilizadas para atender necesidades fiscales de corto plazo en detrimento de su capacidad de inversión, crecimiento y generación futura de valor. En este marco, las decisiones relacionadas con dividendos, endeudamiento, desinversiones o adquisiciones deberán estar respaldadas por análisis técnicos rigurosos y alineadas con la sostenibilidad financiera y estratégica de cada empresa.

En sectores estratégicos como energía, hidrocarburos, minería e infraestructura, el fortalecimiento del gobierno corporativo deberá acompañarse de mecanismos que incentiven la competitividad internacional, la eficiencia operativa, la innovación tecnológica y la planeación de largo plazo. Esto implica garantizar que las decisiones de inversión, exploración, expansión y diversificación respondan a criterios de rentabilidad, seguridad energética, sostenibilidad y generación de valor para todos los accionistas.

Finalmente, se propone actualizar el marco normativo aplicable a las empresas con participación pública, incorporando las mejores prácticas promovidas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) en materia de propiedad estatal, gobierno corporativo, independencia de juntas directivas, transparencia, rendición de cuentas y protección de inversionistas minoritarios, con el propósito de fortalecer la confianza de los mercados, preservar la reputación institucional de las empresas y maximizar su contribución al desarrollo económico y social del país.

3.3. Estructurar una Task Force Regulatoria

Que trabaje desde antes de agosto de 2026, junto con expertos de talla mundial, para avanzar en la cantidad de ajustes normativos requeridos por el sector, identificando y proponiendo a nivel de borradores de Decreto (y demás actos administrativos) y Proyectos de Ley, los ajustes normativos

que permitan recuperar el funcionamiento del sector (ver Anexo 1 - pipeline de proyectos normativos).

Dentro de las normas a revisar, se propone actualizar el CONPES 3851 de 2015 e incorporar las recomendaciones más recientes de la OCDE para empresas con participación pública, especialmente en lo relativo a procesos transparentes y estructurados de selección de miembros de juntas directivas, basados en perfiles técnicos, experiencia y competencias pertinentes, y no siguiendo perfiles ideológicos que se adapten al gobierno de turno. Asimismo, se plantea reformar la Ley 489 de 1994 para incluir instrumentos como acuerdos de accionistas o declaraciones irrevocables de actuación, así como expedir una norma que establezca de manera obligatoria estándares mínimos de gobierno corporativo. Entre estos, se destacan el relevo escalonado de las juntas directivas y el fortalecimiento de la participación de miembros independientes, con el propósito de asegurar mayor estabilidad, continuidad estratégica y autonomía en la gestión empresarial.

También se propone la inclusión obligatoria del conocimiento geológico en la Ley de Ordenamiento Territorial: Es necesario actualizar el marco normativo del ordenamiento territorial para que el conocimiento geológico y geocientífico sea un insumo obligatorio en los instrumentos de planificación (POT, PBOT, EOT) permitiría:

- Alinear uso del suelo con capacidad real del territorio.
- Reducir la exposición a amenazas naturales y pérdidas económicas.
- Integrar biodiversidad, geodiversidad y cambio climático en la planificación.

En tercer lugar, es necesaria una Ley de seguridad energética para la adaptación al cambio climático: Promulgar una Ley de Seguridad Energética y Subsuelo para la Adaptación al Cambio Climático que:

- Reconozca el subsuelo como activo estratégico del Estado.
- Integre geociencias, energía, clima y ordenamiento territorial.
- Establezca criterios técnicos para la diversificación energética, el almacenamiento geológico y la resiliencia del sistema.
- Esta ley permitiría transitar de debates ideológicos a decisiones energéticas basadas en ciencia, soberanía y bienestar social.

Asimismo, se plantea la adopción de la cuenca hidrográfica como la unidad funcional fundamental para la ordenación del territorio, con el propósito de superar el modelo actual de planificación fragmentada en los ámbitos energético, ambiental y territorial. Bajo este enfoque, se propone una gestión integral que permita definir, desde las etapas iniciales, la zonificación estratégica para la protección, compensación y desarrollo productivo, facilitando así la anticipación de conflictos y la consolidación de un entorno de mayor seguridad jurídica. Esta estrategia busca, en última instancia, garantizar que los proyectos energéticos se articulen de manera coherente con una visión de desarrollo regional sostenible y de largo plazo, asegurando una sinergia efectiva entre el aprovechamiento de recursos, la preservación de los ecosistemas y el bienestar integral de las comunidades.

En quinto lugar es necesario fortalecer los mecanismos de coordinación y concurrencia para que las decisiones sobre el subsuelo, hoy en cabeza de la Nación, sean compatibles con las decisiones de ordenamiento territorial de las autoridades territoriales, evitando choques institucionales que hoy limitan la autonomía local.

En sexto lugar se busca fortalecer las capacidades, competencias, financiamiento y herramientas de acompañamiento para la gestión de la conflictividad socioambiental de la minería y los proyectos de energía. En ese sentido se busca, que ni la empresa privada, ni los entes territoriales carguen con toda la responsabilidad, por ejemplo: las consultas populares.

II. RELACIONAMIENTO TERRITORIAL Y LICENCIA SOCIAL

3.4. Mejorar el relacionamiento entre empresas, comunidades y medio ambiente

La conflictividad social y la deslegitimación del sector extractivo ha derivado en bloqueos, oposición ideológica y falta de participación informada, que deterioran la confianza entre los actores en los territorios y, por esta vía, detiene el desarrollo de proyectos y la prosperidad económica de zonas con potencial económico minero-energético.

Los esfuerzos dirigidos a lograr mayor seguridad y soberanía energética, deben partir de un ejercicio que permita determinar con claridad las visiones locales y nacionales sobre el uso de los recursos del país, incluyendo los del subsuelo. Esto implica garantizar una participación efectiva e informada y gestionar adecuadamente los impactos regionales y sectoriales, mediante la **institucionalización de espacios de diálogo territorial permanente**, basados en información pública de calidad. El ordenamiento territorial con vocación productiva debe ocupar un lugar central en la discusión, avanzando hacia un ordenamiento multisectorial y multidimensional que reconozca las vocaciones económicas y diversidad cultural-ambiental de cada territorio. En este sentido, resulta clave promover una Misión de Ordenamiento Territorial.

En relación con la gestión ambiental del territorio, se hace necesario **revisar sustancialmente la autonomía, transparencia y rendición de cuentas de las CAR, así como los procesos de licenciamiento ambiental**, para garantizar mayor predictibilidad y claridad en las exigencias. Los criterios para la evaluación de impactos ambientales y los planes de manejo deben homologarse, de manera que los inversionistas cuenten con reglas claras y decisiones predecibles.

Además:

- La UPME y el MME deberían inicialmente socializar los proyectos en los territorios.
- La Nación debería avanzar en los proyectos hasta un punto de desarrollo, por ejemplo, hasta el diagnóstico ambiental de alternativas (no hasta la licencia ambiental¹⁵), con recursos de la Financiera de Desarrollo Nacional (FDN), asegurando así mejores consultores. Posteriormente, esta podría vender, a inversionistas interesados, los resultados, incluyendo en el precio una prima o interés que sea la ganancia de la FDN.
- El Ministerio de Interior debería designar en los cargos encargados del relacionamiento con comunidades a personal idóneo y no a actores políticos con intereses particulares y

¹⁵ Empaquetar el licenciamiento en algunos casos podría implicar demoras.

partidistas. Estos roles son clave para contar con un inventario de comunidades construido de forma rigurosa y que cumpla su función. El fracaso en los procesos de consulta previa, entre otras cosas, responde a esto.

3.5. Reglas claras con las Consultas Previas y el Riesgo Regulatorio

En materia de consulta previa, se plantea la optimización de este mecanismo mediante una estrategia integral que asegure su implementación adecuada, eficiente y legítima, articulada a través de los siguientes ejes de acción:

- **Definición y Claridad Regulatoria:** Establecimiento de reglas claras que definan un universo definitivo de comunidades, acompañadas de criterios técnicos precisos para determinar la representatividad, lo cual otorgará mayor seguridad jurídica a los procesos.
- **Actualización de Protocolos:** Expedición de una resolución por parte del Ministerio del Interior dentro de los primeros 100 días de gestión, enfocada en la redefinición y modernización de los protocolos internos de actuación.
- **Relacionamiento Temprano y Estructurado:** Institucionalización de espacios de diálogo y participación informada desde la fase inicial de planeación de los proyectos, con el objetivo de reducir la conflictividad social y prevenir bloqueos mediante un trabajo conjunto y transparente desde el primer momento.

En segundo lugar se plantea la gestión integral del riesgo regulatorio y social como un eje fundamental desde las etapas tempranas de los proyectos, reconociendo que gran parte de los retrasos actuales no derivan de la aprobación formal, sino de una estructuración deficiente desde su concepción, para ello se propone:

Modelo de estructuración proactiva y acompañamiento estatal: Exigir que los proyectos estratégicos incorporen desde su diseño —con el respaldo del Estado desde la fase de prefactibilidad— análisis rigurosos de conflictividad social, riesgos ambientales y viabilidad territorial, con el fin de mitigar proactivamente la probabilidad de bloqueos, demandas y suspensiones, garantizando así mayor certidumbre y fluidez en el desarrollo de la infraestructura.