

ANDEG – 003- 2026

Bogotá D.C., Enero 13 de 2026

Doctora

Indira Portocarrero Ospina

Directora General

Unidad de Planeación Minero Energética-UPME

Ciudad

**Asunto: Comentarios al Plan Indicativo de la Expansión de la
Generación 2025-2039**

Respetada Señora Directora:

ANDEG y sus empresas afiliadas presentamos comentarios al Plan Indicativo de Expansión en Generación 2025-2039. En primera medida, desde ANDEG consideramos muy importante la publicación de este documento, que muestra la perspectiva de la composición del parque de generación en Colombia en los próximos años, incluyendo, entre otros, lo relacionado con las metas de emisiones de GEI del país, en donde se observa que, contrario a lo presentado en el Plan de Generación 2023-2037 donde, incluso con el parque de generación actual considerando la entrada de nuevos proyectos de expansión realizados en el marco del esquema del Cargo por Confiabilidad, el aporte del sector eléctrico a las metas de reducción de emisiones es acorde a los objetivos del Gobierno Nacional al año 2030. Al respecto, se menciona que, para el caso de Simulación Operativa, no se cumple con la meta de emisiones, lo cual, consideramos debe revisarse.

Sin embargo, vale la pena considerar que el análisis realizado para el parque de generación existente a diciembre 2024 y la expedición a comentarios hasta enero de 2026 muestra un desfase entre la capacidad de generación en operación del sistema actual vs el escenario inicialmente considerado. Por otro lado, se realizó la Subasta de Reconfiguración de compra en mayo de 2025, con lo cual, consideramos que algunos supuestos empleados, así como los análisis de ENFICC deben revisarse. Así mismo, ya se cuenta con una nueva proyección de demanda expedida en Septiembre de 2025, y pronto se expedirá la actualización de la proyección de la demanda, por lo que se recomienda que estos planes tan importantes para los cambios de la matriz de generación en los próximos años, sean expedidos con la información más actualizada posible y en tiempos cortos para que no pierda vigencia el ejercicio y análisis realizado.

1. Sobre los supuestos de retiro de plantas térmicas y el uso de recursos energéticos

En el documento se presentan 2 instancias en la cual se indica el retiro de plantas de generación, por ejemplo, en la Tabla 6 donde se indica:

*“La Tabla 6 presenta el cronograma de retiro de las plantas térmicas consideradas en esta versión del Plan. La adopción de este supuesto, que aplica para todos los escenarios desarrollados, **se fundamenta en lineamientos de política pública sobre la salida gradual de las plantas térmicas a carbón de la matriz de generación y en información sobre el estado de las obligaciones de energía firme asignadas con corte a diciembre de 2024.** Por lo tanto, este supuesto se formula exclusivamente con el fin de analizar el impacto que causaría en el sistema la salida de estas plantas térmicas, sin que esto implique una decisión real o confirmada por parte de los agentes”.*

En primer lugar, es importante conocer bajo qué acto administrativo se presenta el “lineamiento de política pública sobre la salida gradual de plantas térmicas a carbón de la matriz de generación”, y, en especial, se presentan plantas que operan con gas y combustibles líquidos.

Así mismo, se presenta en el Escenario 3, el retiro de todas las plantas a carbón y de plantas a gas y combustibles líquidos, desconociendo los resultados de la Subasta de Reconfiguración que invalida los supuestos presentados en el Documento. Consideramos que, antes de considerar escenarios de retiro de plantas de generación, se debe tener presente el artículo 16 de la ley 143 de 1994, en donde se indica como función de la UPME:

“a) Establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos;

b) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales (...)”

Por ello, la Unidad no debe plantear supuestos de esta naturaleza sin tener, por un lado, confirmación explícita por parte de los agentes de esta situación, y por otro lado, no teniendo en cuenta

la función dada por la ley 143 de 1994 en cuanto a la planeación considerando los recursos energéticos existentes.

Así mismo, se deben tener en cuenta los lineamientos de la Ley 143 de 1994, que en el Artículo 4, respecto al abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, indica: *"...en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país y de asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector de electricidad..."*. Por lo anterior, observamos que en el Plan no se incorporan adecuadamente los recursos energéticos de los que dispone el país, al desconocer al carbón como un recurso disponible y se sesga la inclusión en el análisis de esta tecnología sin considerar el cumplimiento de criterios de confiabilidad, autosuficiencia energética.

2. Planeación energética integral

Consideramos importante que este plan se encuentre articulado con el Plan de Expansión de Referencia de Transmisión, así como el del Plan de Abastecimiento de Gas, para que en los diferentes escenarios y propuestas que se contemplen, se incluyan las obras de gran relevancia en materia energética (infraestructura de redes de energía eléctrica e hidrocarburos) para que los escenarios contemplados tengan una mejor aproximación a la realidad y se pueda tener una referencia más adecuada de cara al desarrollo del mercado eléctrico en los próximos años, con una alta inserción de fuentes renovables no convencionales, lo que exigirá del sistema eléctrico nuevos estándares de planeamiento y operación de la red eléctrica, acorde a los nuevos servicios que requerirá el sistema bajo criterios de flexibilidad, confiabilidad y seguridad en la atención de la demanda de electricidad¹.

3. Nuevas tecnologías para la generación

Es importante resaltar que todas las tecnologías son importantes en el contexto de asegurar el suministro de energía eléctrica con criterios de calidad y confiabilidad, y que en el sistema eléctrico AC, cobra mayor importancia la generación con fuentes de generación síncronas, es decir, utilizando generadoras térmicas para asegurar el respaldo ante la incorporación de fuentes intermitentes que se contemplan en el plan (solares y eólicas), tal como se presenta a lo largo del documento publicado.

Por ello, es relevante que, en los análisis de incorporación de nuevas fuentes de generación, se incorporen los costos asociados

¹ <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/63035.pdf>

a la adaptación tecnológica de las plantas térmicas, en el contexto de las metas de carbono neutralidad del país y de las estrategias de gestión de cambio climático al año 2050.

Para el caso del carbón térmico, se deben considerar alternativas para promover su uso de manera sostenible a través de tecnologías CCUS, mezcla del carbón con biomasa (co-firing) u otros energéticos, y planteando acciones relacionadas con la minería sostenible, bien sea para el carbón térmico, carbón metalúrgico o para los minerales requeridos para la transición energética. De hecho, es importante que se incorporen dentro de los escenarios de prospectiva tecnológica las diferentes tecnologías de generación con carbón (subcrítica, supercrítica y ultrasupercrítica) junto a sus costos de inversión, eficiencias y emisiones, para así, tener un panorama amplio y objetivo de los efectos de estas tecnologías en los diferentes resultados del plan (costo marginal, emisiones, confiabilidad, etc). Lo anterior debido a que, en escenarios de alta demanda, aparecen como viables tecnologías como la geotérmica, de donde surge la inquietud del impacto en el análisis B/C con respecto a otro tipo de energéticos disponibles en el país.

Por otra parte, el hidrógeno puede ser utilizado en la generación de energía eléctrica con mezclas de gas natural, tal como señalan informes internacionales de costos nivelados de energía (Lazard, 2025)². Es adecuado revisar de forma integral las oportunidades de hidrógeno a partir de la oferta energética del país y que puede complementarse con la generación a carbón para la disminución de gases de efecto invernadero y contar con energía firme de respaldo ante, por ejemplo, situaciones de hidrología crítica y otras contingencias en el sistema.

Si bien los sistemas BESS se contemplan como alternativa de soporte para la incorporación de fuentes solares, los costos presentados no incluyen una variable fundamental: el tiempo de entrega de energía al sistema, aspecto que según el análisis realizado por NREL en 2023 incrementa significativamente el CAPEX a medida que aumenta la duración de suministro (superando los 3000 USD/kW para entregas de 10 horas), lo cual no se refleja en los valores del Plan; en consecuencia, los BESS deben dimensionarse no solo en potencia, sino también en el tiempo de suministro y de almacenamiento requerido. Además, la instalación de tecnologías capaces de suministrar electricidad por más de 6 horas resulta más costosa que una planta de gas natural ciclo

² https://www-lazard-com.translate.google/news-announcements/lazard-releases-2025-levelized-cost-of-energyplus-report-pr/?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=tc

combinado, la cual ofrece la ventaja de generar electricidad de manera continua sin depender de la red. A esto se suma que las baterías presentan factores de capacidad limitados por sus tiempos de carga y descarga, lo que reduce su vida útil y limita su viabilidad como solución de largo plazo. Por ello, consideramos que el Plan de Expansión debería incorporar escenarios con nuevos desarrollos tecnológicos, en línea con las perspectivas de la transformación energética.

De igual forma, valoramos que en prospectiva se incluyan plantas de generación nuclear y geotérmicas, sin embargo, consideramos que de cara a lo presentado en el Plan Energético Nacional acerca de la incorporación de estas tecnologías en la matriz de generación eléctrica, es importante que se adelanten estudios en el contexto del mercado eléctrico colombiano para que determinen la factibilidad de la incorporación de dichas tecnologías.

Respecto a los modelos utilizados, observamos que al privilegiar el CAPEX de las tecnologías como ponderador principal para los escenarios de operación y expansión, se pasa por alto una serie de variables inherentes a la operación del sistema y más aún, cuando no se incluye un modelo horario en donde no se tienen en cuenta todas las restricciones tecnológicas, ambientales y climáticas de las tecnologías.

De esta forma, sería adecuado complementar los análisis de costos de forma integral para las diferentes tecnologías, de tal forma que haya una conexión entre los escenarios planteados y el desarrollo del mercado, para los diferentes horizontes de planeación.

4. Aseguramiento del abastecimiento de combustibles

Si bien en el Plan realizan el supuesto que no se tienen restricciones en el acceso a gas natural y carbón, la realidad es que sí se deben tener en cuenta estos energéticos para garantizar la generación de electricidad.

Por otra parte, se plantea una conversión a gas natural de plantas de generación que operan con combustibles líquidos, con base en la prospectiva de mayor oferta de gas natural importado, tanto en Buenaventura como en la costa norte del país, consideramos que las plantas térmicas a gas natural del interior del país podría ser parte del desarrollo del proyecto en condiciones de viabilidad financiera y acorde a los incentivos del esquema del Cargo por Confiabilidad.

Por otra parte, se evidencia que en todos los escenarios del plan la expansión se da a través de gas natural. No obstante, es

importante que, en la planeación, se tengan en cuenta todos los recursos energéticos con los que cuenta el país, y formas para diversificar la oferta de energéticos.

5. Balance energético

En lo relacionado con el balance energético, consideramos que realizar un balance energético, tomando una proyección de demanda que no corresponde a la última demanda publicada por la misma UPME, ni tampoco los datos de ENFICC más recientes, y teniendo en cuenta la capacidad instalada a diciembre de 2024, y, más importante aún, la Subasta de Expansión del Cargo por Confiabilidad que se encuentra en ejecución, puede generar conclusiones imprecisas acerca de los requerimientos energéticos en el horizonte de planeación.

Así mismo, se presenta en las conclusiones del Plan:

“Con base en los insumos utilizados en el presente Plan, en particular la información de “ENFICC Verificada vs OEF Asignadas” reportada por XM con corte a septiembre de 2025, y bajo los supuestos de modelación adoptados, se observa que la ENFICC no logra cubrir la demanda proyectada en el Escenario de referencia a lo largo de todo el horizonte de análisis. En los escenarios de expansión, si bien la incorporación de nueva capacidad mejora esta condición, en varios años la energía firme continúa siendo insuficiente para cubrir la demanda proyectada. Este resultado evidencia la existencia de una brecha de energía firme entre la proyección de la demanda y la disponibilidad de recursos que aportan firmeza al sistema, bajo los supuestos utilizados para el cálculo de la ENFICC.

*No obstante, **es importante aclarar que esta situación no implica, de manera directa, la ocurrencia de racionamientos**, sino que señala la necesidad de reforzar oportunamente el sistema con nueva capacidad de generación que contribuya a la energía firme”*

Con base en lo indicado en el Artículo 16 de la Ley 143 de 1994, y, ante la ocurrencia de condiciones de hidrología crítica, como Fenómenos de El Niño, el que no se cuente con suficiente ENFICC ni OEF para cubrir la demanda, puede llevar a situaciones de racionamiento eléctrico en el país, para lo cual, con base en lo estipulado en el mandato legal con respecto a las funciones de la UPME, se debe garantizar y recomendar la expansión de nueva

capacidad de energía en firme para mitigar riesgos de desatención de la demanda.

De otro lado, en ninguno de los escenarios modelados se cumple la condición que la Energía Firme es suficiente para la atención de la demanda, con lo cual, es importante que se considere incluir un escenario que asegure el cumplimiento de la Energía Firme requerida para atender la demanda y garantizar una operación confiable del sistema eléctrico, considerando todos los recursos de generación disponibles.

6. Infraestructura de transmisión e intercambio entre áreas

En el Plan de Generación solo se hace mención explícita a 2 obras de transmisión en los análisis relacionadas con Colectora I y II, con lo que aparentemente, no se contempla toda la infraestructura de transmisión necesaria para el transporte de energía, y también se hace énfasis en que el proyecto de Colectora II aún no ha sido adoptado en ningún Plan de Expansión de Referencia en Transmisión a la fecha, ni se ha abierto convocatoria asociada.

Adicionalmente, vale la pena que en los análisis de expansión en la generación se tengan en cuenta los límites asociados a exportaciones e importaciones de las áreas del SIN, para que no se incurra en sobreoferta en algunas áreas por no poderse exportar toda la energía a otras áreas del SIN.

7. Otros aspectos a considerar

- Consideramos importante que se incluyan los detalles del supuesto de inclusión de 6068 MW de generación distribuida.
- Existe una preocupación general por posibles incumplimientos de indicadores de confiabilidad como VERE y VEREC incluso en escenarios optimistas, así como por la falta de análisis del impacto de las FNCER y de la colmatación de embalses en la confiabilidad del sistema.
- El Plan debe incorporar análisis de potencia y sus efectos operativos, especialmente ante la alta penetración de generación solar y los posibles riesgos para la operación segura y el cubrimiento de picos de demanda.
- A pesar de las altas inversiones requeridas (entre 8 y 10 mil millones de dólares) en expansión de la generación, según lo señalado en el Documento de la UPME, el Plan no garantiza firmeza

para garantizar el balance eléctrico, por lo que se requieren mecanismos adecuados de inversión y una aceleración en la expansión de redes de transmisión para asegurar la confiabilidad del sistema. Así mismo, la propuesta del Plan indicativo de expansión de la Generación no considera la necesidad de mayor oferta de energía en firme dada la mayor demanda de energía por cuenta de la inteligencia artificial y los centros de datos.

De acuerdo con lo anterior, consideramos que es importante que la UPME integre un escenario que tenga en cuenta la demanda de energía desde la perspectiva del auge de la inteligencia artificial y la necesidad de adaptar los sistemas eléctricos a esta realidad.

Por último, dentro de las conclusiones de la UPME en los análisis de costo marginal, se presenta que el incremento del mismo es consecuencia de la mayor generación térmica, no obstante, esto simplemente es una consecuencia de la insuficiente capacidad del sistema.

- De otro lado, la UPME reconoce el potencial de la tecnología eólica off-shore como complemento a la on-shore, por lo que es clave acelerar la expansión de la infraestructura de transmisión para viabilizar estos proyectos. En todo caso, es fundamental que la UPME revise la pertinencia de impulsar tecnologías de generación que en otros países se han venido desincentivando dados los efectos ambientales y sobre el ecosistema³.
- Para la elaboración del plan, es fundamental que las series históricas de radiación solar ERA5 y demás información disponible por parte del IDEAM, sea revisada y corroborada con respecto al desempeño real del parque de generación del país, especialmente, si los datos coinciden, de manera que se pueda robustecer el modelo por parte de la UPME.

8. Consideraciones Finales

Ante la alta inserción de fuentes intermitentes en el sistema en el escenario de 2039, se debe considerar la inserción de por lo menos 4GW térmicos, de todas las tecnologías (carbón, gas natural, combustibles líquidos) para dar el respaldo y soporte para la estabilidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica,

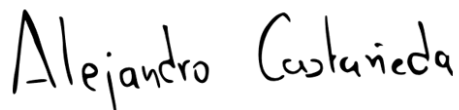
³ <https://elpais.com/america/2025-07-12/estados-unidos-le-da-la-espalda-a-la-energia-limpia-america-latina-debe-tomar-nota.html?outputType=amp>

considerando las mejoras tecnológicas en la generación descritas anteriormente y considerando que los sistemas asociados a baterías presentan un alto CAPEX para las necesidades de entrega de energía eléctrica al sistema.

Finalmente, consideramos importante que la UPME podría considerar los resultados de la Subasta de Expansión del Cargo por Confiabilidad 2029-2030 a llevarse a cabo en el mes de mayo de 2026, de tal forma de tener un panorama más claro acerca de la nueva capacidad y de las tecnologías que se van a incorporar al SIN y tener un balance energético que considere la nueva expansión de la capacidad de generación. Así mismo, en los análisis de balance de energía se deben considerar la autogeneración tanto a gran escala como a pequeña escala, ya que son recursos con los que se podría contar ante eventualidades en el sistema.

Sin otro particular, nos suscribimos de la Señora Directora.

Cordialmente,



Alejandro Castañeda

Presidente Ejecutivo

Copia:

Dr. Edwin Palma, Ministro, Ministerio de Minas y Energía