

Informe Asistencia a Congresos de Asoenergía, Enercol y de Energía Nuclear – Carlos Fernando Varela Pérez.

A continuación se presenta un informe de los temas tratados en los siguientes eventos a los que su tuvo oportunidad de asistir en representación del capítulo de Ingeniería Eléctrica de Uniandinos - Inelandes:

- Congreso de Asoenergía 2025 – 18 de Septiembre de 2025.
- 42 Conferencia Energética Colombiana - ENERCOL25 – 24 y 25 de Septiembre de 2025.
- 2do Congreso de Energía Nuclear Colombia – Octubre de 2025

1) Visión general

- Marco de transición: la Ley 2099 de 2021 amplió incentivos para las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales - FERNc y reconoció el hidrógeno (verde y azul) como fuente no convencional; sigue siendo la base normativa clave.
- Riesgo de abastecimiento eléctrico: tras el fenómeno de “El Niño 2023-24”, el nivel de embalses se recuperó en 2025 (julio: 81,8% agregado, por encima de la senda CREG), lo que bajó la probabilidad de racionamiento a corto plazo, pero persiste la alerta estructural para 2025-26 si hay hidrologías adversas y retrasos en nueva oferta.
- Presión social-tarifaria y fragilidad del eslabón de distribución (Caribe): crisis financiera de Air-e (intervenida desde 2024) y deterioro operativo en zonas de Afinia.
- Hidrocarburos: petróleo con reposición de reservas >100% en 2024 (7,2 años de reservas probadas), pero el gas natural cayó a ~5,9-6,0 años; el país acelera la regasificación del Pacífico para 2026 y refuerzos del transporte. Descubrimiento y conexión de pequeños campos en distintas zonas del país. Persisten ataques a oleoductos.
- El carbón sigue jugando una papel importante para el sector industrial y de generación eléctrica, además de ser una fuente laboral y de ingresos en muchas regiones.
- Se hizo una conferencia del sistema de gobernanza de las empresas del grupo Ecopetrol que se puede consultar en su página web.

2) Contexto Internacional

En el ámbito internacional, especialmente en Estados Unidos, se observa un giro hacia políticas energéticas más orientadas a la seguridad y menos a la regulación ambiental estricta. El país ha mostrado interés en reactivar proyectos de energía nuclear de pequeña escala, flexibilizar regulaciones como las de la EPA y el CARE, y reducir subsidios considerados distorsionantes para ciertos sectores industriales. Iniciativas legislativas como el One Big, Beautiful Bill Act (OBBBA) buscan precisamente recortar apoyos fiscales a tecnologías específicas —por ejemplo, los subsidios a los vehículos eléctricos— mientras se propone fortalecer la competitividad manufacturera y energética estadounidense frente a China y otros actores globales. En paralelo, la llamada regla “3-3-3” sintetiza la visión económica dominante: disminuir en 3% el déficit presupuestal, aumentar en 3% la producción petrolera —principalmente mediante fracking— y elevar en 3% el crecimiento económico. Este impulso ha llevado a que la producción de petróleo en EE. UU. pase de alrededor de 5 millones de barriles/día a más de 13 millones en 2025, consolidándose como el líder mundial.

Al mismo tiempo, Estados Unidos avanza con fuerza en la expansión de proyectos de gas natural licuado (GNL) en el Golfo de México, buscando consolidar su posición como exportador estratégico. Estos movimientos ocurren en un escenario de guerra comercial entre China y EE. UU., tensiones geopolíticas crecientes y decisiones controversiales como el retiro estadounidense del Acuerdo de París de 2015, lo cual ha alterado las expectativas internacionales sobre la velocidad de la transición energética. Por otro lado, el crecimiento explosivo de los data centers, impulsado por la inteligencia artificial y servicios en la nube, está incrementando de manera significativa la demanda de electricidad, presionando la infraestructura energética y obligando a replantear proyecciones de oferta, eficiencia y emisiones a mediano plazo.

En términos globales, se proyecta que hacia 2030 la demanda mundial de petróleo comience a estabilizarse o incluso a disminuir, al mismo tiempo que aumenta la incertidumbre sobre la viabilidad comercial de varios proyectos de energías verdes, incluido el hidrógeno en sus variantes verde y gris. El contexto geopolítico actual también está ralentizando la velocidad de la transición energética, ya que muchos países priorizan la seguridad energética ante la volatilidad del precio de los hidrocarburos y las tensiones internacionales. Hoy, la matriz eléctrica global sigue dominada por fuentes fósiles: aproximadamente 34% proviene del carbón, 25% del gas natural, 14% de la hidroenergía y 15% de fuentes solar y eólica, mientras que el resto corresponde a tecnologías como la nuclear y otras renovables emergentes. Todo esto configura un escenario internacional complejo, con fuertes

presiones económicas y geopolíticas que condicionan el ritmo y dirección de la transición energética.

3) Situación actual de la Economía colombiana.

La economía colombiana se encuentra en una senda de recuperación moderada, con un crecimiento estimado del PIB en alrededor del 2,4 % al 2,6 % para 2025. (Banco Mundial) En el primer semestre de 2025, el crecimiento ascendió a cerca del 2,4 % respecto al mismo periodo del año anterior. (DANE). Este desempeño está impulsado principalmente por el consumo privado, el gasto público y algunos sectores de servicios que continúan mostrando dinamismo, aunque la inversión privada aún enfrenta retos de confianza y los sectores productivos tradicionales como la industria manufacturera y la minería siguen con dificultades.

No obstante, el país afronta importantes presiones macroeconómicas, entre ellas una inflación que se mantiene por encima de las metas del banco central. Por ejemplo, en octubre de 2025 la inflación anual fue de aproximadamente 5,51 %, muy por encima del objetivo de cerca del 3 % (Banco de la República). Esta situación ha llevado al Banco de la República a mantener una política monetaria cautelosa, con tasas de interés elevadas (alrededor de 9,25 % en 2025). Los costos de financiamiento se incrementan, lo que afecta tanto a las empresas como al consumo de los hogares.

En el plano fiscal, Colombia enfrenta un desafío significativo. El déficit del gobierno nacional se situó en niveles elevados —superiores al 6 % del PIB— y el gobierno proyecta una reforma fiscal en 2026 con el fin de recaudar alrededor de 26 billones de pesos para financiar el presupuesto de gastos. (El País) Esta combinación de ingresos tributarios débiles, presión del gasto público y endeudamiento creciente ha generado alertas de agencias de calificación crediticia y plantea un riesgo para la sostenibilidad fiscal. La necesidad de fortalecer las finanzas públicas es clave para evitar que los desequilibrios limiten el crecimiento futuro.

Finalmente, en cuanto a los sectores de exportación y empleo, hay luces y sombras. El sector servicios —finanzas, seguros, administración pública— ha mostrado dinamismo, mientras que las actividades primarias (agropecuaria, minería) y secundarias (industria, construcción) presentan contracción o crecimiento muy limitado. Además, aunque el entorno externo favorece ciertos productos agrícolas y las remesas crecen, la inversión aún no se ha robustecido lo suficiente y persisten disparidades regionales en empleo y productividad. En este contexto, el país debe avanzar en mejorar su capacidad de inversión, diversificar la economía y reforzar la

competitividad para alcanzar un crecimiento más sólido en los próximos años.

4) Electricidad: estado, riesgos y cuellos de botella

Oferta actual y embalses

La matriz energética sigue hidro-dominada, con térmicas como respaldo y FERNIC en crecimiento. En 2025, los embalses se ubicaron por encima de la senda de referencia, reduciendo el riesgo de racionamiento inmediato; no obstante, el sistema sigue expuesto a choques climáticos y a la llegada tardía de nueva transmisión/generación firme por retraso en la entrada de nuevos proyectos.

Renovables (solar/eólica) y transmisión

- **Guajira eólica:** existe un portafolio significativo de parques, muchos demorados por licenciamiento, consultas previas y falta de conexión. La línea Colectora 500 kV es el habilitador crítico: el Gobierno y el Grupo de Energía de Bogotá - GEB reportaron avances relevantes en 2025 (subestaciones La Loma 97% y Cuestecitas 79%; entrada objetivo: **octubre de 2025** para Colectora I, con capacidad para evacuar >1 GW inicialmente y hasta ~2,5 GW).
- A medida que se destrababan activos, empresas como **Ecopetrol** han adquirido proyectos (p.ej., **Windpeshi** de Enel, 205 MW) e impulsan clústeres eólicos con AES para autoconsumo industrial, ayudando a bancarizar proyectos rezagados.
- Planes UPME/Minenergía 2024-2038 priorizan nuevas **fronteras a 500 kV** (p.ej., Corzo en Bogotá) y refuerzos para la Costa Caribe (como Sabanalarga–Bolívar 500 kV), claves para la confiabilidad y la reducción de restricciones.
- **Riesgo operativo:** si Colectora y los refuerzos de transmisión asociados no entran a tiempo, parte del recurso eólico/solar seguirá “varado”, manteniendo dependencia de energía hidráulica y térmica en eventos hidrológicos secos. También existe un retraso en la entrada de las líneas de transmisión del Nor-este del Grupo de Energía de Bogotá (Línea Norte-Sogamoso de 500kV) que ponen en riesgo de apagón a Bogotá D.C. La situación ha obligado a generar energía con carbón en Termopipa 24 horas, 7 días a la semana con la contaminación que esto conlleva.
- **Operación del sistema eléctrico con FNCER:** Teniendo en cuenta los apagones recientes en Brasil y España —países con una alta penetración de energía solar y eólica— y la presencia de la llamada *curva de pato* de demanda que observan los operadores del despacho de generación, se

analizaron los nuevos retos y problemas operativos que trae la incorporación de las FERNC en la matriz energética. Se plantea que, en los nuevos sistemas eléctricos de Colombia, serán cada vez más comunes los puentes convertidores AC/DC/AC, rectificadores e inversores (tanto *grid-following* como *grid-forming*) y otras aplicaciones avanzadas de electrónica de potencia. Se requiere la adopción de inversores de nueva generación capaces de emular la inercia de los generadores síncronos y de mantener conexión aún ante variaciones de tensión y frecuencia. Como alternativa complementaria, se propone la instalación de elementos síncronos en el sistema para compensar estos efectos. Finalmente, se consideró la posibilidad de que la regulación exija que cada proyecto eólico o solar cuente con sistemas de almacenamiento BESS como respaldo, permitiendo lo anterior adicionalmente, apoyar el arranque del sistema en condiciones de *blackout*.

Es necesario analizar muy bien la integración de FERNC (Fuentes de Energía No Convencionales) en especial si estas contribuyen con más de 40% de la energía tanto provenientes de grandes pools como de generación distribuida (microredes). La operación con redes inteligentes puede manejar sistemas con prevalencia de FERNC, pero hay límites técnicos y económicos. Hoy la generación de energía en Colombia está distribuida así: 62% Hidro, 29% Termo, 9% Solar y 0,15% Eólica.

Distribución (Air-e / Afinia) y tarifas

- **Air-e:** intervención estatal (Septiembre -2024) y persistente crisis en 2025 (deuda, falta de plan claro, riesgo de interrupciones masivas); presiona la política tarifaria y la reputación sectorial en el Caribe.
- **Afinia:** menor exposición mediática que Air-e, pero comparte el trasfondo de cartera difícil y rezagos de inversión heredados de Electricaribe; el debate tarifario 2024-2025 sigue al alza y con medidas transitorias.
- Se plantearon soluciones para la costa Caribe como dividir el mercado en 2 áreas (una pobre y otra en condiciones de pagar el servicio), debiendo el gobierno apoyar directamente al mercado más pobre (Guajira, Sur de Bolívar etc.).

Otras FNCER

- **Geotermia:** alto potencial (Cordillera Central/Occidental) y primera subasta anunciada con siete áreas; Colombia no ha generado aún ningún kWh de alta entalpía pero el 2025 vio empuje institucional (Servicio Geológico Colombiano - SGC, Reunión Nacional de Geotermia – RENAG de la Asociación Geotérmica Colombiana (AGEOCOL)).

- **Waste-to-Energy (WtE)**: Bogotá impulsa termovalorización (Parque Doña Juana); el Catálogo Tecnológico 2025 advierte priorizar reducción/reciclaje dado su mayor ahorro energético respecto a WtE, pero el proyecto busca solucionar residuos y aportar energía.
- **Mareomotriz/undimotriz**: hay estudios académicos y pilotos potenciales (Pacífico, San Andrés), sin proyectos comerciales en operación; es una opción a más largo plazo.

Planeación del Sistema Eléctrico

Se realizó una conferencia sobre distintos esquemas de planeación de la expansión del sistema eléctrico colombiano a lo largo de la historia. Actualmente en Colombia la UPME hace una planeación indicativa. Se debe migrar a un esquema de planeación integral para integrar las FERNC a la matriz energética del país con los nuevos retos que esto conlleva. De la misma forma se deben revisar los esquemas de planeación operativa y de despacho de generación teniendo en cuenta la presencia de energías renovables en el sistema eléctrico.

5) Hidrocarburos (petróleo y gas)

Petróleo

- **Reservas a 2024**: +0,74% (2.035 Mbbl), **Reservas Probadas ~7,2 años**; reposición 105% de lo producido. Se anunció la comercialidad del campo **Guamal (CPO-09)** (descubrimiento relevante) con inversiones al 2028.
- **Transporte y seguridad**: el oleoducto **Caño Limón–Coveñas** ha sufrido ataques reiterados en 2024-2025, con suspensiones de bombeo y activación de planes de contingencia (Cenit). Exportaciones desde Coveñas ~400 kbpd.

Gas natural

- **Reservas**: caída en 2024 (~-13% vs 2023), Reservas probadas R/P ~5,9 años, elevando riesgo de déficit hacia la segunda mitad de la década. El Plan de Abastecimiento Nacional de Gas – PANG - 2023-2038 de la UPME, prevé la necesidad de importaciones crecientes y ampliaciones de infraestructura.
- **El campo Sirius mar adentro** está proyectado para entrar en producción hacia 2027 pero probablemente será en 2030, lo que garantizará el autoabastecimiento para Colombia con posibilidades de exportación.
- **Regasificación Pacífico (Buenaventura)**: proyecto anclado por Ecopetrol (contrato de servicios de regasificación, 60 MMpcd) con ventana de entrada para el segundo o tercer trimestre de 2026; se ha reportado aseguramiento de unidad flotante y financiamiento.

- **Regasificación Caribe:** proyecto promocionado por TGI del Grupo de Energía de Bogotá. Debe superar los trámites de consultas previas y de obtención de licencias ambientales.
- **Transporte:** TGI y otras entidades proponen soluciones para mitigar el desabastecimiento desde 2027 (reversas, compresión, importado), en línea con el PANG.
- **Demanda de gas industrial:** De acuerdo con Asoenergía la restricción en la oferta de gas está obligando al sector industrial a utilizar el carbón para sus procesos. De la misma forma la amenaza de restricción de energía eléctrica y de gas ha obligado a las industrias a instalar soluciones de autogeneración a base de combustibles fósiles o carbón.

Resumen: El petróleo aguanta el frente fiscal-externo en el corto plazo pero el gas es el “talón de Aquiles” si no se aceleran la oferta doméstica, las importaciones y los refuerzos del Sistema Nacional de Transporte incluyendo flujos bidireccionales.

6) Carbón

En Colombia, el carbón sigue siendo un actor relevante tanto para la economía como para la minería de exportación, pero enfrenta un entorno cada vez más complejo. El país es uno de los principales exportadores de carbón térmico de América Latina, pero los precios internacionales, los costos de transporte marítimo y la competencia en mercados lejanos están erosionando los márgenes. Por ejemplo, la empresa Cerrejón Ltda. anunció una reducción de producción estimada entre 5 y 10 millones de toneladas para 2025, debido específicamente a “precios insostenibles del carbón térmico transportado por vía marítima”.

Adicionalmente, Colombia se ha visto afectada por decisiones políticas y geopolíticas que inciden sobre la exportación de carbón. Por ejemplo, el país impuso la suspensión de exportaciones de carbón a Israel en el marco del conflicto de Gaza, lo que recortó uno de los mercados de exportación tradicionales. Esta combinación de factores —economía global, transporte, demanda internacional y política exterior— está obligando al sector a replantear su estrategia de mediano plazo.

Por otro lado, en el ámbito doméstico y ambiental, el sector minero de carbón enfrenta críticas crecientes. Las operaciones mineras en departamentos como La Guajira han sido objeto de debates de impacto social y ambiental, así como de regulaciones más exigentes. Al mismo tiempo, el Gobierno de Colombia ha planteado una transición energética que prioriza fuentes de energía renovable y “una transición justa” para las regiones carboníferas. En este contexto, el carbón aparece como un recurso que debe operar bajo un marco de mayor riesgo regulatorio y de mercado.

Finalmente, aunque la demanda global de carbón térmico se mantiene “plana” o incluso con previsión de caída en ciertos mercados, la situación para Colombia muestra que el futuro del sector no está garantizado. Las minas grandes que han sido pilares del desarrollo regional están bajo presión, y se anticipa que la contribución del carbón al PIB y al empleo directo puede disminuir si no se adaptan a los nuevos condicionantes. Un giro hacia la diversificación, el cierre progresivo de minas o la reconversión podría convertirse en el camino inevitable. Se destacó que por el momento el carbón es importante para la producción de energía eléctrica y para la producción industrial por lo que no se recomienda prescindir de este combustible en el corto plazo. Se recomienda modernizar las plantas de generación de carbón con nuevas tecnologías que reduzcan emisiones, destacando que el cierre de minas de carbón ocasionaría un problema social en muchas regiones.

7) Hidrógeno.

- **Hoja de Ruta del Hidrógeno (2021)**: base regulatoria; el Ministerio de Minas y Energía - MME reporta avances (Fase 1 en progreso), pero la **Asociación Hidrógeno Colombia** estima ejecución parcial: ~51% de Fase 1 a 2025. Existen varios proyectos de producción de hidrógeno en ejecución de acuerdo con lo reportado por “Hidrógeno Colombia”.
- **Ecopetrol**: Anunció un piloto de **hidrógeno verde** en Cartagena (desde 2022) y anuncio de la construcción de una **planta de 800 t/año** (2024) que sería la mayor de América Latina a su entrada; estrategia de producción de hidrógeno por electrólisis utilizando energías renovables (hidrógeno verde) para autoconsumo y descarbonización de refinerías.

8) Energía nuclear (horizonte 2035-2050)

- El **PEN 2022-2052** y análisis recientes contemplan instalar **SMR** (Small Modular Reactors) como opción de base para generar electricidad y calor industrial que se distribuirá a través de distritos térmicos; documentos de mercado señalan trayectorias tentativas: **~300 MW al 2035, ~1,9 GW al 2050** (sujeto a decisiones políticas y financieras). Cooperación International Atomic Energy Agency (IAEA) - Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF) regional en 2025. Esta cooperación se refiere a los programas conjuntos de cooperación técnica entre el OIEA/IAEA, que aporta asistencia técnica, estándares de seguridad nuclear y formación y la CAF, que financia y coordina proyectos regionales, con el fin de apoyar a países latinoamericanos (incluido Colombia) en:
 - Evaluación de tecnologías nucleares avanzadas (SMR, microreactores),
 - Fortalecimiento regulatorio, seguridad radiológica y nuclear,

- Aplicaciones nucleares en energía, agua, agricultura y salud,
 - Estudios de viabilidad para eventual despliegue de reactores.

- Promoción de la ley nuclear para Colombia que regule esta energía, su uso seguro y sus diferentes usos industriales y para medicina (existente) y adicionalmente para producción energía eléctrica y térmica a partir de esta fuente de energía.
- Tendencia global (IEA 2025): SMR en despliegue hacia 2030; útil como energía firme al contrario de las FERNC, baja en carbono y complementaria a las demás fuentes de la matriz energética. Proyecto Nitrium de terra.com empresa de Bill Gates. Uso de SMR para generar energía para Data Centers.
- Estrategia “Carbon to Nuclear” para reemplazar centrales térmicas a carbón por generación nuclear reutilizando parte de la infraestructura de las primeras.

9) Perspectivas y señales de acción

Señales positivas

- **Colectora 500 kV** y refuerzos UPME 2024-2038 desbloquean la producción de energía eólica y solar y alivian cuellos en la Costa Caribe y Bogotá.
- **Estrategias corporativas:** Ecopetrol y grandes offtakers migran a autogeneración renovable y PPAs (Power Purchase Agreements), dinamizando el financiamiento de proyectos rezagados. Ecopetrol continúa con el desarrollo de proyectos de fracking en el exterior (proyecto “Permian”).
- **PANG (Programa de Abastecimiento de Nuevo Gas)** y regasificación Pacífico y Caribe cierran la brecha de gas hacia 2026-2028 si se ejecutan en cronograma.

Riesgos y cuellos

- **Distribución:** la crisis de Air-e y tensiones tarifarias amenazan continuidad y aceptación social; urge una hoja de ruta financiera-operativa verificable.
- **Permisos/consulta previa:** siguen siendo el principal freno para FNCER en La Guajira; cualquier retraso en Colectora prolonga “energía varada”. Se debe establecer un marco regulatorio para las consultas previas. Las consultas previas están a cargo del Ministerio del Interior.

- **Gas:** si la demanda industrial y la necesaria para la generación térmica crecen, y la oferta local no repunta, el país dependerá más del GNL, con exposición a precios internacionales.
- **Seguridad de políductos:** ataques recurrentes a políductos elevan costos, pérdidas y riesgos ambientales.

Recomendaciones ejecutables (política y empresas)

1. Acelerar transmisión crítica

- Mesa interinstitucional “pro-puesta en servicio” para **Colectora 500 kV** y obras Caribe/Bogotá (hit list con fechas y responsables).

2. Plan de choque distribución Caribe

- Esquema de **rescate condicionado** (metas técnicas, pérdidas, continuidad) y canje de deuda por inversión; reforzar subsidios focalizados y gestión de pérdidas no técnicas.

3. Seguridad energética del gas

- Asegurar **Buenaventura GNL** (contratos, conexión Buga-SNT), proyectos de reversa y compresión TGI, y licitaciones de **almacenamiento estacional**, por parte de Ecopetrol.
- Es necesario desarrollar proyectos mar adentro como Sirius, (del cual ha habido 120 consultas) pues el déficit de gas en el país irá creciendo. Con la entrada de este campo en servicio Colombia asegurará su autoabastecimiento y podrá exportar el energético.
- El gas natural es un servicio público (hay 12 proyectos aprobados). Ecopetrol y TGI deben articularse.

4. Destubar FERNC con licencia social

- Estandarizar **benefit-sharing** y criterios multicriterio en subastas para “transición justa” (ingresos locales, empleo indígena, electrificación Wayuu), como propone el Stockholm Environment Institute (SEI) (2025).

5. Geotermia y firmeza baja en carbono

- Concretar la primera subasta geotérmica 2025-2026 y pilotos en Nereidas/Nevado del Ruiz; hoja de ruta para almacenamiento (BESS y bombeo) que complementen las FERNC.

6. Hidrógeno y refinerías

- Escalar el uso de hidrógeno en las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja (electrolizadores 10–100 MW), priorizando usos de

refinería y mezcla en procesos industriales; seguimiento público a las metas de la Hoja de Ruta (Fase 1→2).

7. Explorar SMR con rigor

- Estudios de **sitio y red** para la entrada de 300 MW de energía nuclear (SMR) post-2035 (agua, sismicidad, evacuación 230/500 kV) y marco de financiamiento con IAEA/CAF.

10) Coordinación UPME – CREG

En Colombia se hace necesario que tanto la UPME trabaje de la mano y en forma coordinada con la CREG. Por confiabilidad es necesario aumentar la capacidad de generación (proyectos hidráulicos, energías alternativas) que tengan mayor probabilidad de que sus Licencia Ambientales - L/A sean aprobadas.

11) Conclusiones

Colombia **tiene los recursos** (hidráulicos, sol, viento, potencial geotérmico) y un marco legal habilitante, pero el cuello de botella es de ejecución: transmisión (Colectora y refuerzos), permisos y consultas previas y saneamiento del eslabón de distribución. En hidrocarburos, el petróleo sostiene el frente fiscal en el corto plazo, mientras que el gas exige decisiones aceleradas (PANG + GNL Pacífico + transporte). La ventana 2025-2028 será decisiva para instalar energía firme baja en carbono (solar, eólica, geotérmica y almacenamiento) y asegurar una transición ordenada sin riesgos de racionamiento ni choques tarifarios.