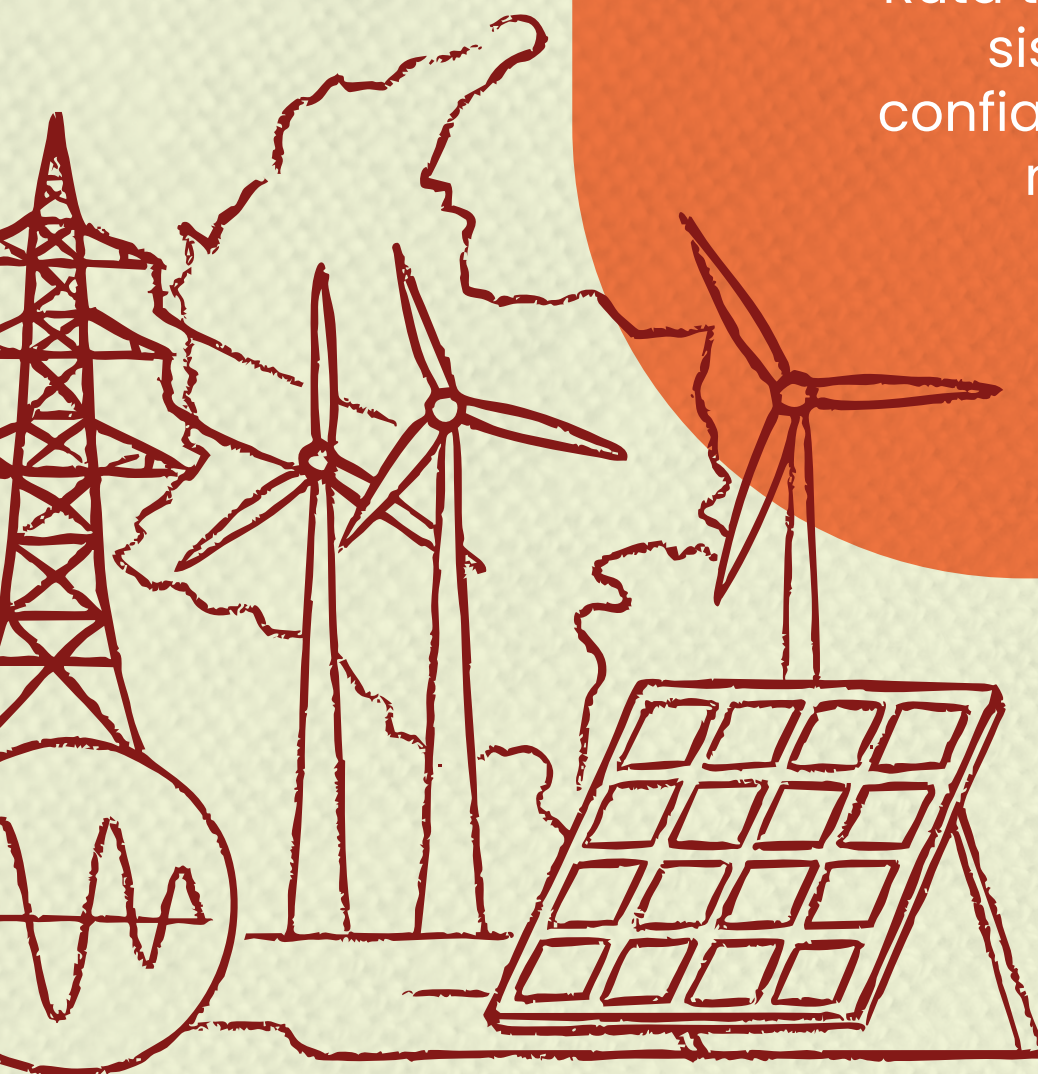


# Transición Energética Justa en Colombia

Ruta técnica para un  
sistema eléctrico  
confiable, limpio y de  
menor costo en  
Colombia



# Índice

1	Resumen Ejecutivo .....	2
1.1.	Resultados principales .....	2
1.2.	Seguridad y estabilidad del sistema .....	3
1.3.	Relevancia regulatoria y de mercado.....	4
2	Introducción.....	5
3	Objetivo del Trabajo.....	8
4	Metodología .....	8
4.1.	Herramientas de simulación .....	9
4.1.1	SimSEE (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica).....	9
4.1.2	DlgSILENT PowerFactory.....	10
<b>Cuadro 1: SimSEE: Descripción Técnica Detallada y Capacidades para la Planificación Moderna de Sistemas de Energía.....</b>		
	<b>1. Modelado Estocástico de Variables Clave .....</b>	<b>1</b>
	<b>2. Resolución Temporal Multiescala .....</b>	<b>1</b>
	<b>3. Optimización del Despacho Basada en Aprendizaje por Refuerzo .....</b>	<b>1</b>
	<b>4. Lógica de Despacho Flexible y con Restricciones de Seguridad .....</b>	<b>1</b>
	<b>5. Operación de Corto Plazo con Integración de Pronósticos Probabilísticos.....</b>	<b>1</b>
	<b>6. Programación de Mediano Plazo y Simulación de Mantenimiento.....</b>	<b>1</b>
	<b>7. Planificación de Expansión mediante el Módulo OddFace.....</b>	<b>1</b>
4.2.	Ejecución técnica y colaborativa .....	12
4.3.	Alcance de la modelación .....	12
4.4.	Valor metodológico agregado .....	13
4.5.	Consideraciones adicionales de nuestro análisis y modelos.....	13
4.6.	Productos del Estudio.....	14
5	Expansión óptima del sistema eléctrico colombiano .....	15
5.1.	Hipótesis de simulación .....	15
5.1.1	Sistema Eléctrico .....	15
	▪ 5.1.2 Infraestructura y Expansión hasta 2026 .....	17
	▪ 5.1.3 Horizonte Temporal .....	17
	▪ 5.1.4. Modelado de Recursos Energéticos .....	17
	▪ 5.1.5. Operación .....	17
	▪ 5.1.6. Expansión .....	18
	▪ 5.1.7. Hipótesis Económicas y de Mercado.....	19
5.2	Resultados de la optimización .....	19
5.2.1	Optimización considerando generación existente .....	19
5.2.2.	Re-optimización – Salida gradual de carboeléctricas.....	27
6	Estabilidad dinámica del sistema eléctrico de Colombia.....	37
6.1	Hipótesis de trabajo.....	38
6.2	Resultados del modelo de estabilidad dinámica .....	40
7	Impactos tarifarios y precios esperados de la energía.....	46

7.1 Rutas de implementación y alternativas de reforma.....	46
7.2 Impacto en tarifas y eficiencia sistémica .....	47
7.3 Descripción de las rutas de impacto tarifario.....	47
7.5. Resultados.....	49
7.6. Impacto en el Costo Unitario – CU.....	51
<b>8 Estrategia de Implementación .....</b>	<b>52</b>
8.1. Principios rectores y secuencia de la transición.....	52
8.2. Condiciones habilitantes para el retiro del carbón.....	53
8.3. Ajustes regulatorios y de mercado.....	53
8.4. Operación óptima del sistema.....	54
8.5. Hoja de ruta indicativa .....	54
<b>9 Conclusiones.....</b>	<b>54</b>
9.1. Expansión óptima del sistema .....	55
9.2. Mix de generación, capacidad instalada y costos .....	55
9.3. Tecnologías seleccionadas y no seleccionadas.....	56
9.4. Consumo de combustibles fósiles.....	56
9.5. Estabilidad dinámica del sistema .....	56
9.6. Emisiones de GEI .....	57
9.7. Impacto tarifario .....	57
9.8. Ajustes regulatorios y operación óptima del sistema.....	57
<b>Anexo I: Análisis de impacto tarifario .....</b>	<b>58</b>

## 1 Resumen Ejecutivo

El sistema eléctrico colombiano atraviesa un punto de inflexión crítico. La dependencia histórica del modelo hidrotérmico vigente, combinada con una incorporación lenta de nuevas tecnologías, genera una estructura de costos cada vez más elevada y riesgos crecientes de racionamiento en años secos. Esta situación se traduce en potenciales sobreprecios para los usuarios y una exposición a escenarios de inseguridad energética que afectan la competitividad del país. Aunque Colombia ha avanzado con subastas de largo plazo los resultados de diversificación han sido limitados debido a retrasos en proyectos, conflictos territoriales, restricciones en infraestructura de transmisión y fallas estructurales en el diseño del mercado, los contratos y la regulación.

Ante esta realidad, el estudio desarrollado por IVY, en coordinación con el Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), la Universidad de los Andes y con el acompañamiento del Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el operador del mercado (XM), divulgan una propuesta robusta para implementar la trayectoria óptima del sistema eléctrico hacia 2038. El análisis se apoya en herramientas de modelación de última generación: SimSEE, utilizado para optimizar la expansión y operación bajo incertidumbre climática, y DlgSILENT PowerFactory, que valida la estabilidad dinámica del sistema frente a contingencias reales. La solvencia técnica de este trabajo y la legitimidad de sus resultados, se vieron fortalecidas con la visión de actores públicos, privados y de la sociedad civil.

### 1.1. Resultados principales

En un primer ejercicio de optimización, sin modificar el parque de generación existente ni las incorporaciones ya comprometidas, se demuestra que la expansión futura de menor costo para Colombia se sustenta en una alta participación de energías renovables —hidroeléctrica, solar y eólica—, garantizando simultáneamente la confiabilidad y el abastecimiento del sistema. En el periodo 2026–2038, el modelo incorpora 9,3 GW de nueva capacidad solar y 7,3 GW de eólica onshore adicionales a los proyectos ya previstos, alcanzando así una participación renovable del 92,7 %.

Sin embargo, este primer escenario de optimización mantiene la participación de centrales térmicas, evidenciando que la permanencia de esta capacidad —que se torna subutilizada— genera sobrecostos para el sistema. Ante esta situación, se desarrolla una segunda optimización que contempla la salida programada de las plantas carboeléctricas conforme expiran sus contratos vigentes, permitiendo un retiro gradual y seguro.

Esta reoptimización define una senda de expansión de menor costo total para el sistema. Como resultado del retiro progresivo de las centrales a carbón, el modelo incorpora 1,4 GW adicionales de capacidad eólica para compensar la reducción de generación fósil, elevando la participación de fuentes renovables al 95 % hacia el final del período de análisis.

Esta transformación reduce significativamente la dependencia de fuentes fósiles, con una caída proyectada del consumo de carbón a menos de la mitad del nivel actual, si se mantuviera la capacidad instalada térmica sin cambios, y una reducción sustancial en el uso de gas natural utilizado para generación. Si se sustituye la generación carboeléctrica al término de los contratos vigentes, el uso del carbón desaparece al final del período de análisis sin comprometer la seguridad del sistema.

Desde la perspectiva económica, el resultado más relevante es que la expansión óptima identificada corresponde al mix de generación de menor costo para el país, lo que se traduce en una reducción de las tarifas eléctricas para los consumidores. Esto contrasta con el esquema actual, en el que la permanencia de plantas térmicas inflexibles impone altos costos fijos que encarecen la electricidad sin contribuir de manera eficiente a la producción de energía.

El despacho simulado a lo largo del horizonte de análisis evidencia que las energías renovables variables pasan a constituir la base del sistema eléctrico, mientras que las centrales hidroeléctricas de embalse y algunas unidades térmicas flexibles asumen un rol de respaldo para la gestión diaria de la demanda. Esta nueva lógica de operación genera beneficios económicos significativos, pero también requiere ajustes regulatorios que eviten que los costos fijos innecesarios sean trasladados a los usuarios.

En términos ambientales, los beneficios son evidentes: el sector eléctrico podría llegar a disminuir sus emisiones en hasta 85% si se optara por una salida programada de las carboeléctricas al término de sus contratos, alcanzando una intensidad de emisiones por debajo de 50 gCO<sub>2</sub>/kWh, que se alinea con los objetivos de descarbonización de largo plazo.

## 1.2. Seguridad y estabilidad del sistema

El análisis confirma que el sistema eléctrico colombiano puede mantener la confiabilidad y la estabilidad técnica aún bajo escenarios de hidrología crítica y alta penetración renovable. Los indicadores de confiabilidad se encuentran dentro de los parámetros exigidos por la regulación, y la estabilidad dinámica se garantiza mediante la incorporación de medidas específicas de soporte como refuerzos en transmisión y recursos para mantener inercia y estabilidad de frecuencia.

Los estudios realizados demuestran que estas medidas no requieren inversiones desproporcionadas: se trata de intervenciones puntuales, como la construcción de líneas estratégicas de transmisión (ejemplo: Primavera–Bacatá) y la instalación de equipos de soporte dinámico como condensadores síncronos y otras tecnologías emergentes (grid-forming, respuesta rápida en frecuencia). Estas inversiones son modestas frente a los ahorros que genera la reconfiguración del sistema y constituyen la condición técnica para viabilizar un retiro progresivo y ordenado de las plantas carboeléctricas más antiguas, ineficientes y contaminantes.

### 1.3. Relevancia regulatoria y de mercado

Más allá de la viabilidad técnica y económica, el estudio identifica que el principal desafío para materializar la expansión óptima es institucional y regulatorio. El diseño actual del mercado colombiano no refleja adecuadamente la competitividad de las renovables:

- El cargo por confiabilidad y los contratos vigentes mantienen en operación plantas térmicas inflexibles con costos fijos que encarecen el sistema.
- Los esquemas de contratación presentan rigideces que no favorecen la incorporación acelerada de renovables variables.
- El diseño del despacho no internaliza plenamente los beneficios de las nuevas tecnologías ni de las complementariedades entre energía hidroeléctrica, solar y eólica.

Por ello, se requiere una modernización del marco regulatorio y del mercado de contratos que habilite una transición ordenada hacia un sistema de menor costo, en el cual los usuarios se beneficien efectivamente de las ventajas económicas de las renovables.

El estudio técnico presentado demuestra que la expansión óptima del sistema eléctrico colombiano es, eficiente en cuanto al costo, emisiones y seguridad. Este escenario no solo permite reducir de manera sustancial las emisiones del sector, sino que también representa una oportunidad concreta de abaratar las tarifas eléctricas para hogares y empresas, reforzando la competitividad económica y la justicia social.

Colombia tiene la capacidad de avanzar hacia un sistema renovable en más del 90% de su generación, reduciendo drásticamente el uso de carbón y gas natural sin comprometer la estabilidad operativa. Para lograrlo, será imprescindible acompañar las inversiones en infraestructura con ajustes regulatorios y de mercado que permitan que los beneficios de la transición lleguen efectivamente a los consumidores.

En suma, el presente trabajo ofrece una ruta técnica, económica y regulatoria viable para transformar el sistema eléctrico colombiano, consolidando un futuro energético confiable, limpio y de menores costos. La transición debe ser concebida como una oportunidad estratégica de desarrollo que, correctamente planificada y regulada, permitirá a Colombia liderar en América Latina una transición energética justa y competitiva.

## 2 Introducción

A lo largo de los últimos años, diversos gobiernos en Colombia han reconocido la importancia de avanzar hacia una transición energética sostenible, impulsando esfuerzos valiosos en esa dirección. No obstante, el proceso aún enfrenta desafíos que limitan su consolidación. El país se encuentra hoy ante un punto de inflexión estratégico, en el que la diversificación de la matriz eléctrica sigue siendo una tarea pendiente. La continuidad del modelo predominantemente hidrotérmico ha implicado mayores costos y un incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Esta situación plantea riesgos para la competitividad y la seguridad energética, especialmente en contextos de baja hidrología, y podría traducirse en presiones adicionales sobre las tarifas al consumidor final. En este contexto, se hace necesario promover una reflexión estratégica de largo plazo que permita definir la trayectoria más eficiente, segura y sostenible para el futuro del sistema eléctrico colombiano.

En este análisis, existen elementos indiscutibles. A nivel global, las Fuentes Renovables Variables (FRV) —solar y eólica— se han consolidado como las tecnologías de menor costo. Por ejemplo y para sustentar esta afirmación, en Colombia, las asignaciones de obligaciones de energía firme a proyectos solares y eólicos bajo las subastas de cargo por confiabilidad se cerraron con precios cercanos a 18–21 USD/MWh.<sup>1</sup> Aunque estos valores no pueden ser comparados directamente con costos nivelados de energía, al convertirlos según factores de capacidad y energía entregada se ubican entre 30–35 USD/MWh. Esto confirma que la generación renovable en Colombia es competitiva y conveniente frente a la térmica, cuyos costos pueden duplicarse o triplicarse en contextos de crisis (Ministerio de Minas y Energía, 2024).<sup>2</sup> Al mismo tiempo, la hidroelectricidad, que domina la matriz colombiana, constituye un complemento idóneo para gestionar la variabilidad de las FRV, siempre que la expansión se planifique adecuadamente y se asegure la operación confiable y segura del sistema.

En los últimos años, Colombia ha avanzado en la construcción de un marco estratégico de respaldo a las transiciones. Documentos como *Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia*<sup>3</sup> fijaron metas concretas, entre ellas la instalación de 2,4 GW de renovables hacia 2022. Asimismo, entre 2019 y 2025 se realizaron subastas tanto de contratos de suministro de energía a largo plazo (CLPE) como de obligaciones de energía firme (mercado de confiabilidad). Sin embargo, los resultados en la implementación de esta estrategia de largo plazo han sido parciales:

---

<sup>1</sup> XM S.A. E.S.P. (2024, febrero 16). *XM informa los resultados de la Subasta Primaria del Cargo por Confiabilidad 2027-2028* [Comunicado]. <https://www.xm.com.co/noticias/6629-xm-informa-los-resultados-de-la-subasta-primaria-del-cargo-por-confiabilidad-2027-2028>

<sup>2</sup> Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Diagnóstico base para la Transición Energética Justa* [Informe técnico]. [https://www.minenergia.gov.co/documents/12591/DIAGN%C3%93STICO\\_BASE\\_PARA\\_LA\\_TRANSICI%C3%93N\\_ENERG%C3%89TICA\\_JUSTA\\_-\\_2024.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/12591/DIAGN%C3%93STICO_BASE_PARA_LA_TRANSICI%C3%93N_ENERG%C3%89TICA_JUSTA_-_2024.pdf)

<sup>3</sup> Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Transición energética: Un legado para el presente y el futuro de Colombia*. Imprenta Nacional. [https://www.minenergia.gov.co/documents/5856/TRANSICION\\_ENERGETICA\\_COLOMBIA\\_BID-MINENERGIA-2403.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/5856/TRANSICION_ENERGETICA_COLOMBIA_BID-MINENERGIA-2403.pdf)

persisten retrasos en la entrada en operación de proyectos, conflictos territoriales no resueltos, retrasos en los permisos para proyectos de infraestructura energética y limitaciones en los mecanismos de contratación y despacho, lo que explica que aún no se haya producido el anhelado cambio estructural de la matriz de generación de electricidad.<sup>4</sup>

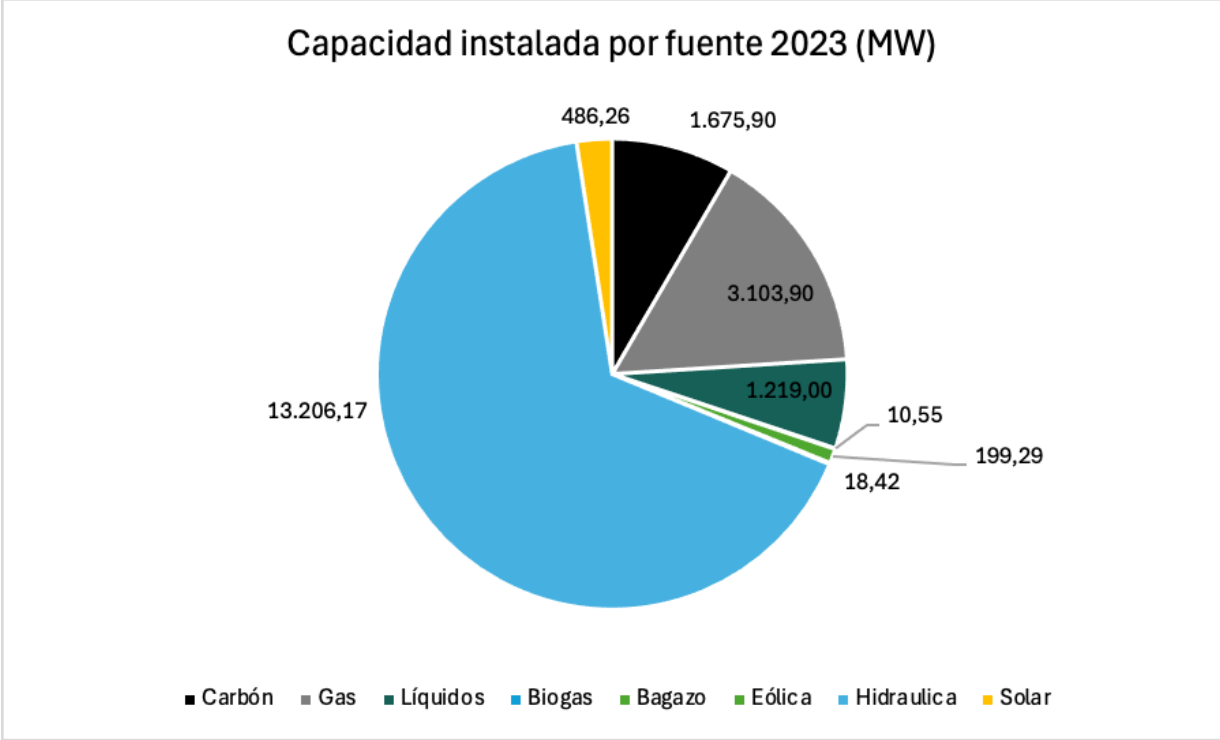


Ilustración 2.1. Capacidad instalada por fuente en 2023. Fuente: XM

La estructura actual de la matriz refleja estas tensiones. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) generó 80,687.37 GWh/año en 2023. Dicha generación se divide en 76.9 % a partir de fuentes renovables y, 23.1% no renovable, distribuidos mayoritariamente en 23% térmica, 9.39% carbón, 11.58% Gas, 74.15% hídrica.<sup>5</sup> La mayoría de las plantas de generación a carbón superan los 30 años de operación, y varias han sobrepasado los 40, rebasando el umbral máximo recomendado por la OCDE.<sup>6</sup> Una vez superada esta vida útil, los costos de operación aumentan, la eficiencia cae y las emisiones se disparan. Además, episodios recientes, como la crisis de 2015–2016 y las tensiones de 2024, mostraron que aun con la operación plena de las termoeléctricas, el país puede

<sup>4</sup> UPME. (2023). *Informe de seguimiento a la Transición Energética en Colombia 2023*. Unidad de Planeación Minero Energética – Ministerio de Minas y Energía.

<sup>5</sup> XM S.A. E.S.P (2024). Reporte integral de sostenibilidad, operación y mercado 2023. XM S.A. E.S.P. [https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Reporte%20Integral%20de%20Sostenibilidad%2C%20Operaci%C3%B3n%20y%20Mercado%202023\\_XM.pdf](https://www.xm.com.co/sites/default/files/documents/Reporte%20Integral%20de%20Sostenibilidad%2C%20Operaci%C3%B3n%20y%20Mercado%202023_XM.pdf)

<sup>6</sup> OECD. (2023). *Climate Policy and Energy Investment Risks: Managing Stranded Assets*. Paris: OECD Publishing.

enfrentar riesgos de racionamiento, lo que evidencia que la seguridad del sistema no está garantizada exclusivamente por el carbón.

En este debate sobre la matriz de generación óptima y ala posible, surgen interrogantes estratégicos de gran relevancia:

- ¿La expansión de la generación óptima en Colombia puede estar sustentada en una alta participación de fuentes intermitentes como la solar y la eólica?
- ¿Es posible operar el sistema eléctrico de forma segura en escenarios de alta penetración renovable, incluso en los años más secos?
- ¿Puede garantizarse la estabilidad del sistema en un escenario con alta participación de renovables?
- ¿Qué rol deben cumplir las plantas térmicas dentro de un sistema con alta participación de FRV?
- ¿Qué tan necesario es mantener en operación indefinidamente las plantas más inflexibles e ineficientes para no comprometer la estabilidad y la disponibilidad de energía?
- ¿Cuáles serían los efectos sobre el consumo de gas natural para la generación eléctrica?

La verdadera seguridad del sistema reside en diversificar la matriz, reducir costos, modernizar la infraestructura de transmisión, fortalecer la flexibilidad operativa y lograr una complementariedad efectiva entre fuentes. La UPME ha advertido la necesidad de ampliar la red para evacuar renovables desde La Guajira hacia el centro del país,<sup>7</sup> mientras XM ha señalado los retos que implica rediseñar la operación del sistema ante el incremento de generación no síncrona, lo que exige reforzar la gestión de inercia y la calidad de la potencia.<sup>8</sup> En la misma línea, IRENA recomienda instalar al menos 5,5 GW de capacidad solar fotovoltaica adicional hacia 2030 y fortalecer la interconexión regional (IRENA, 2023).<sup>9</sup> Es más, la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa publicada por el Ministerio de Minas y Energía en febrero de 2025<sup>10</sup> planteaba un despliegue de más de 12 GW de FNCER a 2030 y de casi 24 a 2040. Así las cosas, todos estos elementos alimentan y condicionan el debate interno.

La experiencia internacional demuestra que es posible integrar altos niveles de renovables variables sin comprometer la confiabilidad del suministro, incluso en países con una alta exposición a fenómenos climáticos como El Niño. Con una planificación adecuada y el uso de herramientas de modelación avanzadas, es factible diseñar escenarios de expansión económicamente eficientes, técnicamente robustos y confiables y coherentes con los objetivos de descarbonización. En este contexto, el

---

<sup>7</sup> Op. Cit 4

<sup>8</sup> Op. Cit 5

<sup>9</sup> IRENA. (2023). *Renewable Energy Prospects for Latin America and the Caribbean: 2023 Outlook*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA).

<sup>10</sup> Ministerio de Minas y Energía. (2025). *Hoja de ruta para la Transición Energética Justa de Colombia*. [https://www.minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja\\_de\\_ruta\\_transicion\\_energetica\\_justa\\_TEJ\\_2025.pdf](https://www.minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf)

modelo MPODE actualmente utilizado en Colombia para el análisis energético de largo plazo presenta limitaciones para representar con precisión la variabilidad y la complementariedad entre recursos hidroeléctricos y FRV, lo que pone de manifiesto la oportunidad de fortalecer capacidades de planificación energética mediante la incorporación de nuevas herramientas que reflejen de mejor manera la realidad climática y operativa del país.

Colombia requiere definir con urgencia una ruta estratégica clara para la evolución de su sistema eléctrico y su expansión futura. La transición energética no puede limitarse a reproducir esquemas del pasado ni a prolongar indefinidamente el modelo hidrotérmico tradicional. Debe sustentarse en evidencia técnica robusta, en los avances tecnológicos y tendencias económicas que demuestran la conveniencia de una mayor participación de fuentes renovables, y en la modernización tanto de la infraestructura como de los instrumentos de planificación. Solo a través de una visión integral y de largo plazo será posible consolidar un sistema eléctrico competitivo, confiable y bajo en emisiones, que acompañe el desarrollo del país.

En tal sentido es imprescindible trabajar sobre la expansión óptima del sistema colombiano, que defina la matriz de generación futura capaz de garantizar el menor costo a los usuarios, asegurar el suministro y cumplir con los estándares técnicos y de operación. Asimismo, también evaluar la viabilidad técnica y los beneficios económicos para el sistema colombiano de habilitar un mecanismo de salida gradual de la generación térmica a partir de carbón.

### 3 Objetivo del Trabajo

El presente trabajo tiene por objetivo determinar el óptimo económico del sistema eléctrico colombiano, mediante un análisis técnico realizado con herramientas de modelado de última generación, adaptadas a la realidad del país y que capture la complejidad adicional de operación de sistemas con alta participación de FRV. Este análisis no se limitó a la evaluación de los costos del sistema, sino que incorpora de manera rigurosa la operabilidad del sistema resultante, asegurando su viabilidad frente a diferentes escenarios climáticos.

Asimismo, busca evaluar el impacto de la incorporación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de tecnologías modernas de generación y de estabilización de redes, actualmente consolidadas y reconocidas como las de menor costo a nivel global. El propósito final es identificar cómo estas transformaciones podrían contribuir a una reducción de las tarifas eléctricas en Colombia, más allá de los beneficios adicionales asociados a la disminución de emisiones de GEI.

### 4 Metodología

Partiendo de la premisa de que se requiere concebir, plantear y simular el funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN) frente a la irrupción de las Fuentes Renovables Variables (FRV), en particular de la energía solar y la eólica, se

plantea una iniciativa técnica y estratégica orientada a generar modelos de avanzada que ofrezcan herramientas útiles para comprender, anticipar y moldear esta nueva realidad del sector eléctrico colombiano.

Para ello, el presente trabajo reunió a la academia, la sociedad civil y expertos independientes, bajo un esquema de cooperación estrecha con las instituciones responsables del sistema, con el fin de estudiar trayectorias de desarrollo del sector eléctrico que ofrezcan un óptimo económico para la operación y expansión del SIN, garantizando al mismo tiempo su estabilidad y eficiencia operativa.

Este proceso se desarrolló mediante una metodología participativa, que incluyó talleres con actores clave del sector energético colombiano, a través de los cuales se socializaron hipótesis, se discutieron restricciones técnicas y regulatorias, y se validaron los principales resultados de la modelación.

#### 4.1. Herramientas de simulación

La modelación se basó en el uso de dos herramientas probadas a nivel internacional, independientes entre sí, pero a su vez complementarias en lo que refiere al tipo de análisis realizado.

##### 4.1.1 SimSEE (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica)

SimSEE fue la herramienta principal dada su capacidad de optimizar la expansión del sistema eléctrico y validar al mismo tiempo su operabilidad. Entre sus principales características se puede destacar:

- Modelado estocástico: consiste en la generación y simulación de múltiples escenarios probabilísticos de hidrología, viento, radiación solar y demanda, con sus respectivas probabilidades y escalas temporales y geográficas, permitiendo optimizar la operación y expansión del sistema eléctrico bajo incertidumbre climática y técnica.
- Multiescala temporal: permite simular la operación a diferentes horizontes temporales: segundos (estabilidad de frecuencia), minutos (gestión de rampas), días (programación energética) y meses (gestión de embalses), permitiendo un modelado integrado que considera la operación dinámica, el despacho horario, la estacionalidad climática y la planificación de largo plazo, lo que la hace particularmente útil en sistemas con alta participación renovable y fuerte dependencia hidrológica.
- Restricciones operativas: admite introducir todas las limitaciones que enfrenta un operador, desde la gestión de embalses hasta la cogestión de redes existentes.
- Aprendizaje por refuerzo: es una de las innovaciones más potentes dentro de SimSEE. Incorpora inteligencia artificial que “aprende” a operar los recursos de

manera óptima. Le da al modelo la capacidad de optimizar decisiones secuenciales en escenarios estocásticos de largo plazo, algo esencial en sistemas eléctricos con alta variabilidad climática.

- Código abierto: disponible para cualquier agente del sistema, lo que garantiza transparencia y replicabilidad.
- Diseño específico para FRV: fue concebido para sistemas con alta participación de renovables variables en entornos de fuerte variabilidad pluviométrica.
- Experiencia comprobada: Uruguay lo utiliza desde hace más de 15 años para planificar y operar su sistema. Gracias a la puesta en práctica de sus resultados, alcanzó un 99% de generación renovable y redujo a la mitad los costos de generación, a pesar de enfrentar una variabilidad hidrológica mayor que la de Colombia ( $\pm 50\%$  en Uruguay frente a  $\pm 30\%$  en Colombia) y con una proporción menor de hidráulica respecto a la demanda.

#### 4.1.2 DigSILENT PowerFactory

Como herramienta complementaria se utilizó DigSILENT PowerFactory, reconocido internacionalmente por sus capacidades en estudios de estabilidad dinámica.

- Estabilidad de tensión y frecuencia: permite simular el comportamiento del sistema frente a perturbaciones críticas, incluyendo escenarios de ausencia de reserva rotante.
- Eventos críticos simulados: pérdidas de generación, desconexiones y contingencias de frecuencia.
- Medidas de soporte evaluadas: condensadores síncronos, sistemas avanzados de control y almacenamiento energético.
- Rol metodológico: asegura que las trayectorias de expansión derivadas de SimSEE puedan sostenerse de forma estable y resiliente frente a eventos reales.

Así, aunque independientes en su lógica y alcance, SimSEE y DigSILENT resultan plenamente complementarios: el primero optimiza y valida la expansión y operación bajo incertidumbre climática, mientras que el segundo garantiza la estabilidad dinámica del sistema ante contingencias.

## Cuadro 1: SimSEE: Descripción Técnica Detallada y Capacidades para la Planificación Moderna de Sistemas de Energía

**SimSEE (Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica)** es una plataforma avanzada de código abierto diseñada para simular y optimizar la operación y expansión de sistemas eléctricos bajo incertidumbre. Desarrollado en Uruguay, responde a la creciente demanda de herramientas robustas que gestionen eficazmente sistemas con altas cuotas de renovables intermitentes (como la solar y la eólica), así como la variabilidad hidrológica causada por fenómenos climáticos como **El Niño–Oscilación del Sur (ENSO)**. SimSEE se utiliza como la herramienta principal de modelación para la planificación y operación del sistema eléctrico en Uruguay y es reconocido mundialmente por lograr más del 98% de generación renovable sin el uso de almacenamiento en baterías. Ha demostrado su capacidad para simular sistemas complejos donde hidroeléctricas, parques eólicos, solares y térmicos deben despacharse óptimamente, considerando múltiples incertidumbres interdependientes. Los manuales de usuario están disponibles en: <https://sourceforge.net/p/simsee/doc/HEAD/tree/ManualesDeUsuario/>

### 1. Modelado Estocástico de Variables Clave

SimSEE se destaca por incorporar incertidumbre mediante el **modelado estocástico conjunto** de las variables más relevantes que afectan la operación del sistema. Estas variables se modelan como procesos estocásticos multivariados que capturan estructuras de autocorrelación, efectos estacionales y dependencias entre variables. El resultado es un entorno de simulación probabilístico que refleja con precisión los desafíos operativos del mundo real en distintos horizontes temporales. Esto incluye:

- Aportes hidrológicos (por cada embalse).
- Velocidad del viento e irradiancia solar (considerando correlaciones espaciales y temporales).
- Demanda eléctrica (vinculada a condiciones meteorológicas y variables socioeconómicas).
- Precios de combustibles y otros factores externos.

### 2. Resolución Temporal Multiescala

SimSEE mantiene una resolución horaria en su modelado de recursos renovables variables, lo cual es esencial para evaluar su variabilidad y su impacto tanto en la demanda como en las reservas del sistema. La plataforma permite simulaciones con detalle temporal desde intervalos de 10 minutos hasta horizontes plurianuales, lo que la hace adecuada para:

- **Despacho de corto plazo** (ej., operación diaria/semanal).
- **Programación de mediano plazo** (ej., trayectorias de consumo de combustible y planificación de mantenimiento a lo largo de meses).
- **Planificación de largo plazo de la expansión** (ej., determinar la generación óptima hasta 2040 y más allá).

### 3. Optimización del Despacho Basada en Aprendizaje por Refuerzo

Un aspecto único de SimSEE es su aplicación de **aprendizaje por refuerzo (RL)** para identificar políticas óptimas de operación, especialmente en sistemas hidro-térmicos. A diferencia de los modelos tradicionales que dependen de recursión hacia atrás o técnicas de optimización como SDDP o programación lineal, SimSEE entrena un “agente” de RL que aprende por prueba y error a gestionar:

- Múltiples embalses con distintas capacidades de almacenamiento.
- Intercambios entre generación de energía y conservación de agua.
- Respuestas a influjos estocásticos y perfiles renovables variables.

Este método habilita al sistema a **ajustarse dinámicamente** a condiciones cambiantes mientras mantiene eficiencia operativa en el largo plazo.

### 4. Lógica de Despacho Flexible y con Restricciones de Seguridad

SimSEE incorpora mecanismos avanzados para imponer criterios de seguridad y controlabilidad en su optimización de despacho, tales como:

- Restricciones de demanda mínima neta: para preservar la inercia del sistema y permitir el curtailment de FRV cuando sea necesario.
- Restricciones de **ROCOF (tasa de cambio de frecuencia)**: para asegurar que el control primario de frecuencia siga siendo efectivo.
- Umbrales mínimos de energía almacenada: para garantizar que el sistema pueda responder a picos de demanda, soportar capacidad de arranque en negro y restaurar el sistema tras un apagón.

Estas características son esenciales para evaluar la **resiliencia operativa de sistemas con alta penetración renovable** en escenarios reales.

### 5. Operación de Corto Plazo con Integración de Pronósticos Probabilísticos

SimSEE puede simular la operación semanal utilizando pronósticos probabilísticos para energía solar y eólica. Esta capacidad produce despachos probabilísticos, lo que permite a operadores y planificadores del sistema comprender la probabilidad de distintos resultados de operación, evaluar riesgos de curtailment y planificar reservas térmicas o de respaldo con mayor confianza.

### 6. Programación de Mediano Plazo y Simulación de Mantenimiento

Para planificación de mediano plazo (ej., de 1 a 3 meses), Este enfoque apoya la logística de combustibles, la planificación de mantenimientos y la evaluación de riesgos operativos en sistemas con recursos limitados o condiciones hidrológicas inciertas. SimSEE simula:

- Utilización esperada de cada unidad térmica.
- Trayectorias de consumo de combustible.
- Programación de mantenimiento de plantas y tiempos de parada.
- Variaciones probabilísticas de generación y demanda.

## 4.2. Ejecución técnica y colaborativa

El análisis técnico se llevó adelante de forma colaborativa integrando los siguientes aportes:

- IVY desarrolló los modelos de expansión y operación.
- El Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) de la Universidad de Chile realizó los estudios de estabilidad dinámica.
- La Universidad de los Andes aportó apoyo técnico especializado.
- POLEN Transiciones Justas realizó los análisis regulatorios y de impacto tarifario.

Asimismo, se trabajó de forma directa con las instituciones colombianas responsables del sistema eléctrico:

- **Ministerio de Minas y Energía (MME)**, en la orientación de políticas y prioridades.
- **Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)**, en la provisión de escenarios y criterios técnicos.
- **Operador del sistema (XM)**, que facilitó todas las restricciones operativas reales del SIN, incorporadas en la modelación.

Los talleres de socialización y validación permitieron integrar retroalimentación de actores del sector público, privado y de la sociedad civil, fortaleciendo la legitimidad del trabajo y la apropiación nacional de los resultados.

## 4.3. Alcance de la modelación

- El modelo de expansión y despacho óptimos con SimSEE incluyó el modelado completo del SIN, a partir de información oficial del MPODE y con representación nodal en cinco regiones según criterios de XM.
- Se desarrolló modelado estocástico de recursos hídricos, eólicos y solares, junto con opciones de expansión que incluían renovables, térmicas a gas y almacenamiento.
- Las simulaciones se realizaron en el horizonte 2026–2038, evaluando costos, emisiones y consumo de combustibles.
- Se incorporaron criterios avanzados de operación, como rampas horarias, control de frecuencia (ROCOF y NADIR), y restricciones de embalses optimizadas mediante algoritmos de inteligencia artificial.
- Los estudios de estabilidad dinámica con DigSILENT complementaron este análisis, validando la seguridad operativa frente a contingencias y explorando soluciones adicionales de soporte.

#### 4.4. Valor metodológico agregado

De manera innovadora, este marco metodológico incorporó criterios que rara vez se han abordado de forma conjunta en Colombia:

- Análisis de largo plazo de expansión con enfoque económico.
- Simulación estocástica de operación bajo múltiples escenarios climáticos e hidrológicos.
- Validación de estabilidad dinámica frente a perturbaciones reales, con medidas de mitigación evaluadas.

Además, se integraron representaciones avanzadas de recursos y demanda:

- Para hidrología, se aplicaron índices climáticos como el IN3411, que captura anomalías de temperatura superficial en el Pacífico.
- Para recurso solar, se utilizó el índice de transmitancia (kt), que permite calcular irradiación horaria sobre plano inclinado y derivar potencia.
- Para el recurso eólico, se recurrió a reanálisis meteorológicos de largo plazo.
- La demanda se modeló con resolución horaria, capturando variaciones intradiarias y proyectando tendencias de crecimiento.

#### 4.5. Consideraciones adicionales de nuestro análisis y modelos

La simulación realizada en la plataforma SimSEE permitió determinar la composición tecnológica óptima para la expansión del sistema eléctrico colombiano. La herramienta fue seleccionada por su capacidad para modelar sistemas eléctricos con alta penetración de fuentes intermitentes (como solar y eólica) y con una gestión compleja de recursos hidráulicos, altamente dependientes de la variabilidad hidrológica, tal como ocurre en Colombia.

Es importante destacar que SimSEE no corresponde a un modelo meramente académico o experimental, sino a una plataforma robusta, validada y utilizada de manera oficial en la operación y planificación de sistemas eléctricos reales. De hecho, es la herramienta utilizada por el gobierno de Uruguay tanto para la operación diaria del sistema eléctrico, como para la planificación de largo plazo y la definición de subastas de contratos PPA por tecnología. En conclusión, los resultados obtenidos constituyen una propuesta sólida desde el punto de vista técnico y económicamente eficiente, que permite avanzar de manera progresiva, segura y confiable en la diversificación de la matriz energética de Colombia. Para asegurar una representación exacta del sistema eléctrico colombiano, el equipo de simulación, en coordinación con XM, realizó una adaptación detallada del modelo MPODE a la plataforma SimSEE. Esta

---

11 El IN34 es el índice de anomalía de temperatura del mar en la región Niño 3.4 del Pacífico ecuatorial, y se usa como principal referencia para identificar y modelar eventos de El Niño o La Niña y sus impactos climáticos e hidrológicos.

integración incluyó las restricciones técnicas propias del país, como la gestión de embalses bajo curvas de vaciado definidas por indicadores de riesgo de racionamiento, restricciones de transmisión intra e interregionales, y una demanda neta mínima de 2 GW. Además, se incorporaron controles dinámicos como ROCOF máximo, NADIR y soporte por inercia para evaluar la estabilidad en frecuencia.

Como se mencionó, SimSEE ofrece una ventaja clave al permitir la modelación estocástica de los recursos energéticos. En el caso hídrico, se basa en los caudales específicos por cuenca y en el índice iN34, relacionado con las temperaturas del Pacífico. Para los recursos eólico y solar, se emplean reanálisis multitécnicos con cobertura nacional. El modelo ejecuta 1.000 crónicas estocásticas, cada una con su respectiva probabilidad de ocurrencia, permitiendo obtener valores esperados técnicamente fundamentados sobre la operación del sistema y su expansión óptima bajo incertidumbre climática y operativa.

Los resultados se presentan para un periodo de 14 años comprendiendo desde el año 2024 hasta el año 2038. El ejercicio de optimización se realizó para el periodo 2026 – 2038 (12 años) con un paso semanal, pero con un detalle horario de la operación. Las entradas al optimizador se relacionan con la instalación de tecnologías en 10 nodos del SIN, de acuerdo con la tecnología más apropiada para cada sitio. El conjunto de tecnologías que el optimizador puede elegir incluye generación hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica, térmica a gas, sistemas de almacenamiento con baterías y, en algunos casos, refuerzos de transmisión asociados. De esta manera, el modelo define la combinación costo-eficiente de tecnologías y su localización óptima, considerando restricciones técnicas, de operación y de seguridad del sistema.

#### 4.6. Productos del Estudio

Como productos a ser obtenidos durante el desarrollo del trabajo que incluye la expansión óptima se logra disponer de un modelo de expansión del sistema eléctrico colombiano desarrollado en SimSEE que demuestra la trayectoria costo eficiente de expansión de la generación. Adicionalmente a partir del modelo se pueden realizar los siguientes análisis complementarios y ampliatorios:

- Estabilidad dinámica del Sistema
- Evolución de costos del sistema y uso del gas natural
- Reoptimización de la expansión con supuestos de salida programada de centrales térmicas
- Resiliencia hidrológica
- Estudio de las emisiones del sector eléctrico colombiano
- Análisis de los impactos en tarifa

Asimismo, se llevaron a cabo diversas acciones orientadas a la gestión del conocimiento, entre ellas cuatro sesiones de intercambio con actores del sector. Estas instancias contribuyeron a fortalecer la confianza en las herramientas utilizadas, facilitar la transferencia de conocimientos a los operadores del sistema eléctrico y, mediante una estrategia participativa, disipar percepciones erróneas sobre la supuesta imposibilidad de operar sistemas con alta penetración de energías renovables.

#### Cuadro 2. Síntesis del abordaje metodológico

En síntesis, la metodología integró:

- Herramientas independientes pero complementarias: SimSEE para optimización de expansión y operación bajo incertidumbre climática, y DigSILENT PowerFactory para validar estabilidad dinámica.
- Un proceso participativo, que aseguró la validación técnica y legitimidad política mediante la interacción con MME, UPME, XM y múltiples actores del sector energético.
- Un alcance integral, que no se limitó a costos de expansión, sino que incluyó criterios de confiabilidad, resiliencia y sostenibilidad.

Este enfoque permitió construir un marco de modelación robusto, en el que la optimización económica, la seguridad técnica y la resiliencia climática se conciben de manera conjunta y no como dimensiones aisladas.

De esta manera, se estableció un marco sólido para orientar decisiones de política y planificación que no solo contemplan los costos de generación y expansión, sino también la confiabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico colombiano en un contexto de creciente penetración de energías renovables variables.

## 5 Expansión óptima del sistema eléctrico colombiano

### 5.1. Hipótesis de simulación

Para garantizar la robustez del análisis técnico, se estableció un conjunto de hipótesis estructurales, operativas y de expansión que guiaron las simulaciones realizadas tanto en SimSEE y como para los análisis de estabilidad dinámica complementarios en DigSILENT PowerFactory.

Estas hipótesis fueron validadas en instancias de trabajo conjunto con actores clave del sector energético colombiano, incluyendo el Ministerio de Minas y Energía (MME), la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y el operador del sistema XM.

#### 5.1.1 Sistema Eléctrico

- El Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue modelado en cinco regiones representativas, cada una con sus respectivas subestaciones, generación y líneas de transmisión.
- La infraestructura fue representada a nivel de barras y subáreas, con corredores de transporte interregionales que incluyen sus restricciones operativas.
- Se modelaron también líneas entre barras para imponer restricciones de corte intra-regionales.

- Se cargó información detallada de los generadores existentes y previstos en el corto plazo: barra de conexión, número de unidades, potencia mínima y máxima, inercia y consumo de combustible.



Ilustración 5.1. Sistema Interconectado Nacional. Fuente: MME con datos UPME<sup>12</sup>

<sup>12</sup> Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (s. f.). SISTEMA DE TRANSMISIÓN [Mapa web]. Portal Geográfico UPME. Recuperado el 15 de octubre de 2025, de <https://sig.upme.gov.co/portal/home/item.html?id=24ffb4bcfa014b438c31adc318f5a7a>

### ▪ 5.1.2 Infraestructura y Expansión hasta 2026

- Se incluyó toda la infraestructura de generación y transmisión existente y la prevista en el MPODE – Largo Plazo (marzo 2024).
- Solo se consideraron las ampliaciones de red previstas hasta 2026 en dicho plan.
- Ingreso proyectado de nuevas plantas renovables con permiso de conexión antes de julio de 2025:
  - El 20% ingresa en fecha (+764 MW).
  - El 80% restante ingresa con un año de retraso (+2810 MW).

### ▪ 5.1.3 Horizonte Temporal

- El horizonte de análisis abarcó desde junio de 2026 hasta diciembre de 2038, lo que permitió evaluar un período crítico de reconfiguración de la matriz eléctrica.

### ▪ 5.1.4. Modelado de Recursos Energéticos

- **Recurso hídrico:** modelado estocástico de caudales de aportes, basado en la base de datos del MPODE y en el índice **IN34** de anomalía de temperatura superficial del Océano Pacífico.
- **Recurso eólico:** modelado estocástico a partir de reanálisis, con series sintéticas combinadas a 100 m en 10 puntos distribuidos en el territorio. Las **series de viento** (velocidad y dirección) se ajustan o extrapolan a **100 metros de altura**, que es la altura típica de los bujes de aerogeneradores modernos.
- **Recurso solar:** modelado estocástico a partir del índice **Kt**, que permite calcular irradiación horaria sobre plano inclinado y derivar potencia eléctrica.
- **Combustibles:** precios y disponibilidades cargados según MPODE.

### ▪ 5.1.5. Operación

- **Granularidad temporal:**
  - Recursos hídricos: modelados con paso semanal estocástico.
  - Recurso eólico y solar: modelados con paso horario estocástico.
  - Demanda: modelada con detalle horario, agrupada dinámicamente en bloques horarios.
- **Condiciones de operación mínima:** se impuso un despacho mínimo de 2 GW de potencia gestionable en todo momento, como piso de inercia rotante para sostener la estabilidad dinámica.
- **Restricciones adicionales:**
  - Curvas de limitación de vaciado de embalses para garantizar el cumplimiento de indicadores de riesgo de racionamiento (optimización por aprendizaje por refuerzo).

- Control de frecuencia con restricciones de ROCOF (Rate of Change of Frequency) y opción de NADIR e inercia.
- Restricciones de transmisión basadas en límites del MPODE.
- Evaluación de rampas horarias de demanda neta.
- Restricciones opcionales de despacho de potencia de cortocircuito (a evaluar en estudios complementarios).
- **Encendido de unidades:**
  - Máquinas inflexibles permanecen encendidas toda la semana.
  - Máquinas flexibles encendidas todo el bloque horario.

#### ■ 5.1.6. Expansión

- **Opciones tecnológicas disponibles para el optimizador:**
  - Turbinas aeroderivadas a gas en ciclo abierto (módulos de 60 MW).
  - Ciclos combinados a gas (módulos de 180 MW).
  - Plantas solares fotovoltaicas (módulos de 20 MW).
  - Plantas eólicas on-shore (módulos de 20 MW).
  - Plantas eólicas off-shore (módulos de 50 MW, en puntos específicos).
  - Baterías: evaluadas como opción de almacenamiento (bancos de 40 MWh con potencia de 10 MW). Solo se considera costo efectivo a partir de 2036.

	Eólica Offshore	Eólica Onshore	Solar	Turbinas Aeroderivadas Gas Natural	Ciclos Combinados Gas Natural
CAPEX [US\$/kW]	3600	1260	660	835	845
Red [US\$/kW]	0	0	0	0	0
O&M [US\$/kW]	744	276	97	113	136
Total [US\$/kW]	4344	1536	757	948	981

Tabla 5.1. Costos por tecnología. Fuente: elaboración propia.

Costos por tecnología asumidos para la expansión. Se asumió que los costos de la tecnología solar y eólica no cambian en el horizonte temporal.

### ▪ 5.1.7. Hipótesis Económicas y de Mercado

- **Demanda:** evolución proyectada a partir de escenarios regionales del MPODE de UPME/XM.
- **Precios de combustibles:** modelados estocásticamente con volatilidad y tendencia de largo plazo (fuente: AIE).
- **Costos de racionamiento:** indexados al precio del gas natural.
- **Tasa de descuento:** 9% (UPME/MME).
- **Supuestos adicionales:**
  - No se consideró internalización de externalidades (se asumió que Colombia no aplicará *carbon pricing* durante el horizonte analizado).
  - Los costos de tecnologías solar y eólica se mantuvieron constantes en las simulaciones.

#### Cuadro 3. Síntesis de las hipótesis

Las hipótesis del modelo combinan:

- Estructura técnica detallada (división en 5 regiones, representación nodal, corredores de transmisión y modelado de generadores).
- Recursos energéticos simulados estocásticamente, con granularidad temporal diferenciada.
- Condiciones de operación robustas, incluyendo despacho mínimo de 2 GW, restricciones de ROCOF y gestión optimizada de embalses.
- Opciones tecnológicas de expansión diversificadas, que incorporan renovables, térmicas y almacenamiento.
- Hipótesis económicas realistas, basadas en proyecciones de demanda, precios internacionales de combustibles y una tasa de descuento del 9%.

Este marco metodológico asegura que los resultados del análisis no solo representen un óptimo económico de expansión, sino que también reflejen la operabilidad, resiliencia y confiabilidad del sistema eléctrico colombiano en un contexto de creciente penetración de energías renovables variables.

## 5.2 Resultados de la optimización

### 5.2.1 Optimización considerando generación existente

En la **Ilustración 5.2** se presenta la evolución histórica de la capacidad instalada en Colombia entre los años 2100 y 2023.

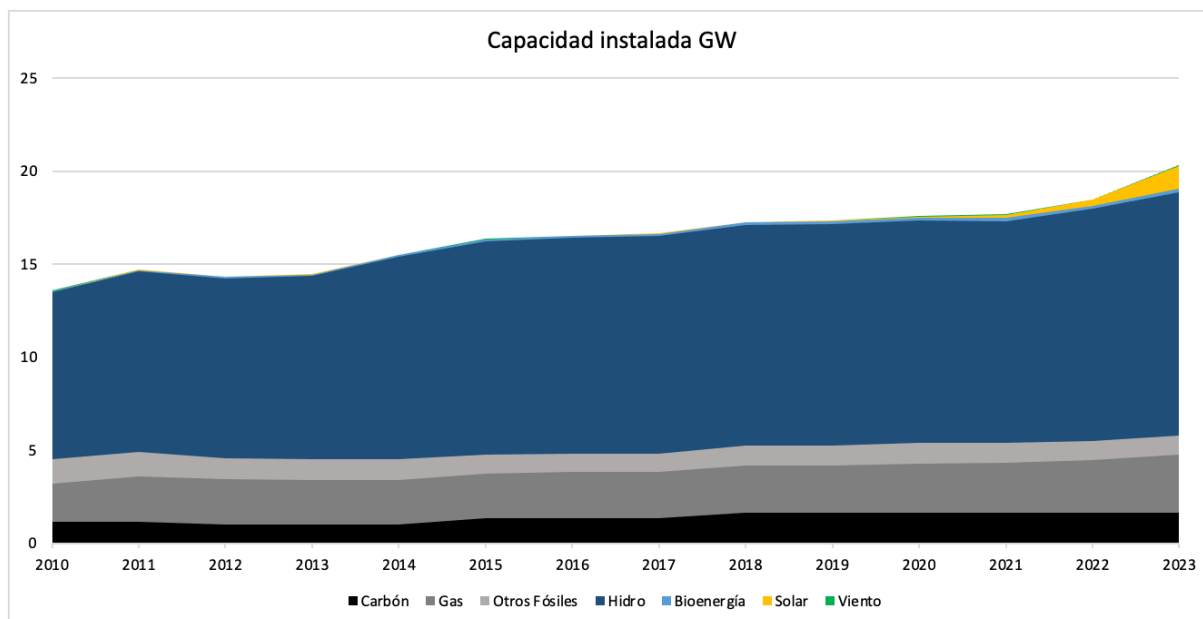


Ilustración 5.2. Capacidad instalada por tecnología de generación en el SIN (2010–2023). Fuente: elaboración propia con datos de XM.<sup>13</sup>

El primer ejercicio de optimización parte del parque de generación existente y las ampliaciones ya comprometidas en la base de los supuestos de efectivización descritos previamente.

Como uno de los resultados principales del ejercicio de optimización, en la **Ilustración 5.3** se muestra cómo se proyecta la transformación del sistema en el marco del plan de expansión óptima a partir de 2024. En el horizonte hasta 2038, se observa una profunda reconfiguración de la matriz, con un marcado desplazamiento hacia las tecnologías eólica y solar, que resultan las tecnologías más competitivas en costos para el SIN.

Es importante destacar que este resultado parte de la incorporación de proyectos ya comprometidos por el país, como la central hidroeléctrica de Hidroituango. A partir de esa base, el sistema mantiene los planes previamente considerados y agrega nuevas tecnologías para alcanzar un punto óptimo en términos de abastecimiento de la demanda durante el período analizado.

<sup>13</sup> Op. Cit. 5

## Plan de Expansión Alcanzable

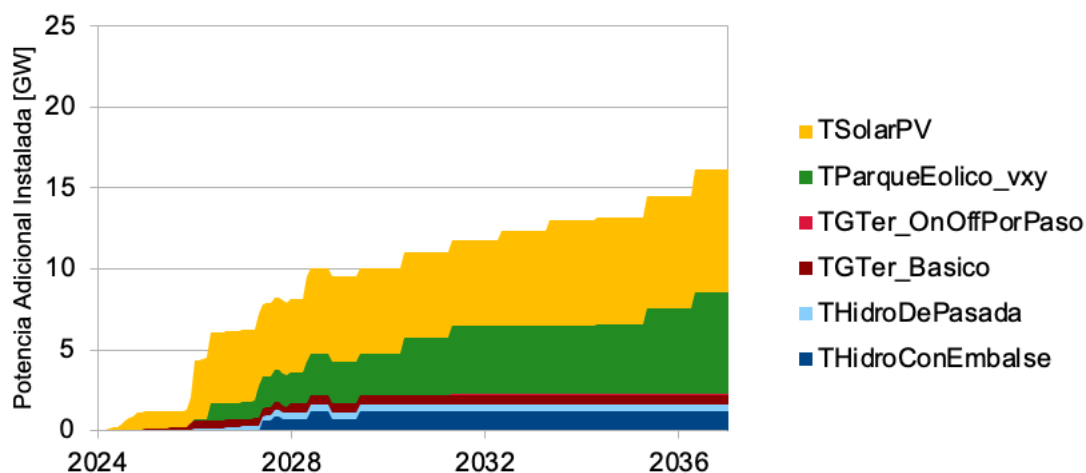


Ilustración 5.3. Potencia adicional instalada en el SIN (2024–2038). Fuente: elaboración propia.<sup>14</sup>

El modelo define una expansión óptima que incorpora hasta el 2038, 9,3 GW solares y 7,3 GW eólicos onshore adicionales a los existentes en 2023, distribuidos entre los puntos de conexión establecidos del sistema nacional. Esta expansión fue elegida entre diversas configuraciones posibles, al demostrar ser la alternativa que satisface la demanda proyectada con el menor costo esperado.

Debido a sus costos relativamente elevados frente a otras alternativas, el modelo no incluye en la expansión óptima tecnologías como la eólica offshore ni nuevas plantas térmicas, por razones tanto económicas como de operabilidad. Asimismo, en el horizonte de mediano plazo, tampoco resulta costo-eficiente la incorporación de sistemas de baterías.

---

<sup>14</sup> Los datos de la capacidad por tecnología y disponibilidad del parque generador existente son tomados como lectura del sistema aportados por XM en MPODE. En el caso específico de la capacidad hidroeléctrica estos cambios refieren a mantenimientos encadenados a proyectos de repotenciación que ya están proyectados.

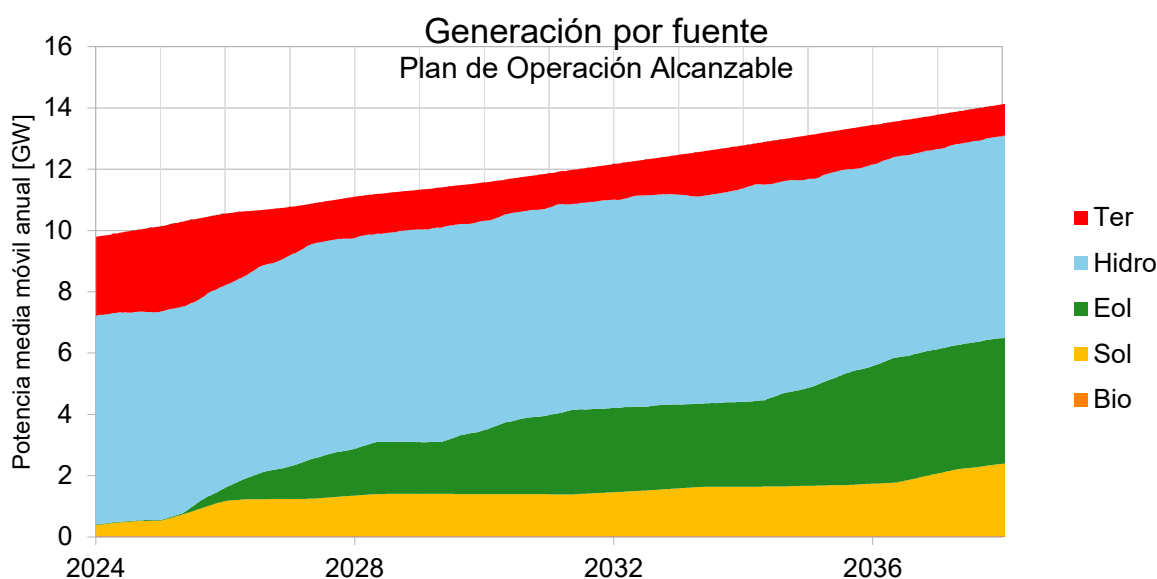


Ilustración 5.4 – Plan de Operación Alcanzable (2024 – 2038). Fuente: elaboración propia.

El estudio muestra que la política de despacho del sistema debe necesariamente transformarse para aprovechar plenamente el potencial de las energías renovables. El despacho del sistema se ve modificado en su política de operación, pasando a las energías renovables variables en la base del despacho diario y utilizando las centrales hidráulicas de embalse y térmicas en el seguimiento de la demanda. Para que esta política de despacho pueda implementarse de manera efectiva, se requieren algunos ajustes en las políticas operativas y en el marco regulatorio, orientados a otorgar mayor flexibilidad, reconocer el valor de la generación renovable y garantizar la seguridad del sistema.

### Matriz de generación eléctrica 2038

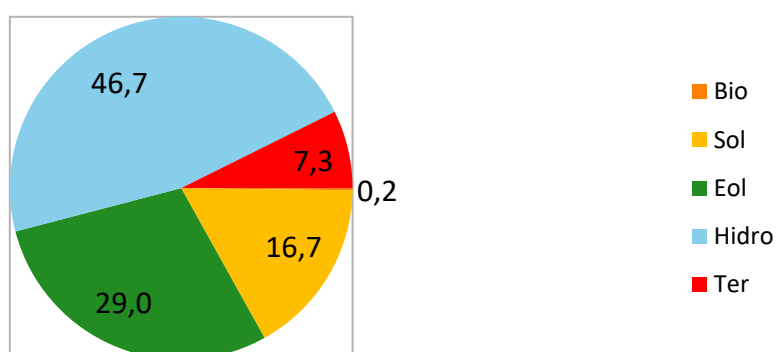


Ilustración 5.5 – Mix de Generación proyectado al 2038. Fuente: elaboración propia

Manteniendo el parque de generación térmico existente, la matriz de generación alcanzaría un 92,7% de participación renovable, sustentada en una combinación de

fuentes hidráulicas, solares y eólicas. El modelo, además, no considera necesario incorporar nueva capacidad térmica adicional sobre lo ya definido al momento de análisis.

### Generación Hidráulica Anual

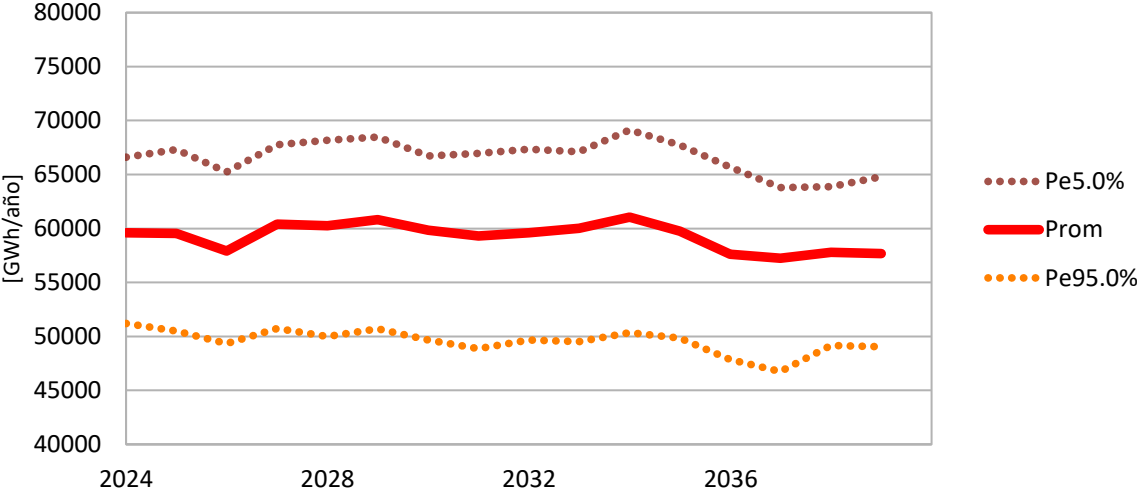


Ilustración 5.6 – Generación hidráulica anual según disponibilidad hídrica. Fuente: elaboración propia

La generación hidráulica no presentaría grandes variaciones en su aporte anual en términos de energía durante el período de análisis, más allá de la aleatoriedad propia del recurso y los planes existentes de mantenimiento programado y repotenciación.

Con la reconfiguración de la matriz de producción de electricidad, el uso de combustibles fósiles para generación eléctrica se reduce de manera significativa. En promedio, sin modificar el parque térmico existente, el consumo de carbón podría caer a menos de la mitad del nivel actual bajo condiciones hidrológicas normales, y en períodos de alta hidrología la disminución sería todavía mayor.

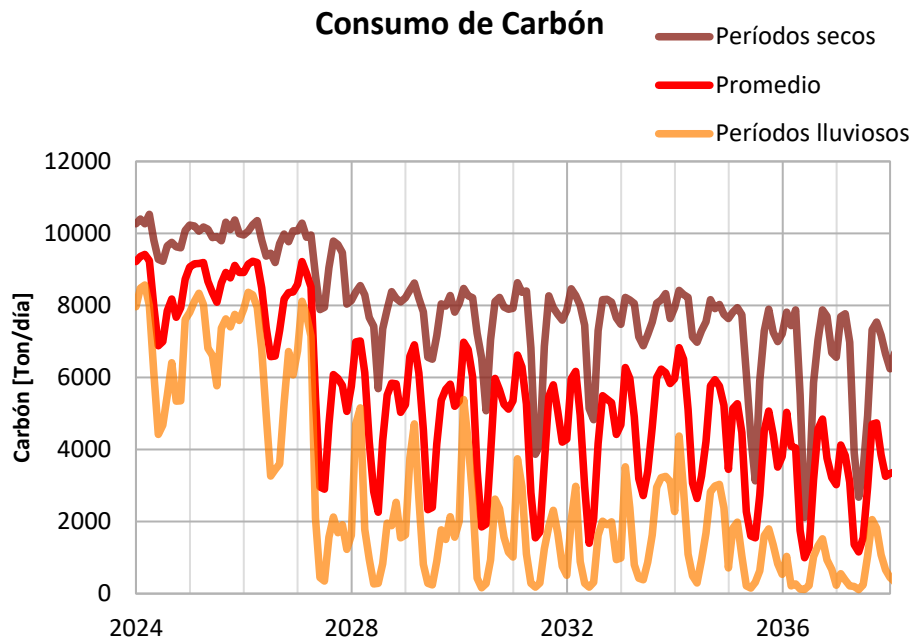


Ilustración 5.7 – Consumo (esperado) de Carbón para generación de electricidad (2024-2038). Fuente: Elaboración propia.<sup>15</sup>

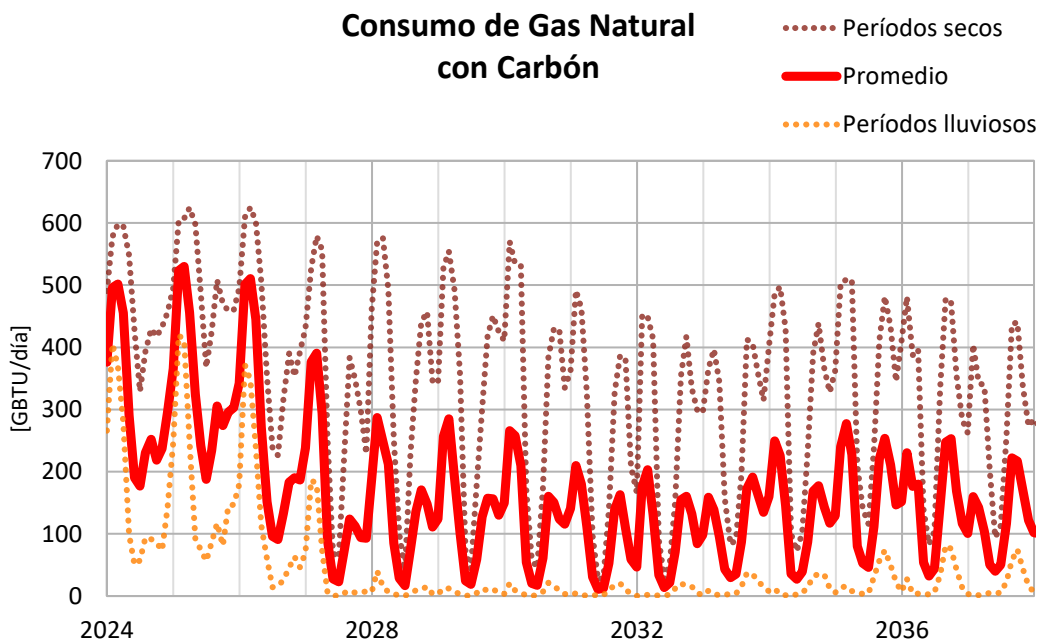


Ilustración 5.8: Consumo (esperado) de gas natural para generación de electricidad (2024-2038). Fuente: elaboración propia.

<sup>15</sup> Todas las gráficas que refieren al consumo de combustible analizan las bandas en términos de hidrología promedio, una alta hidrología (años lluviosos) y baja hidrología (años secos). Esta clasificación utiliza el histórico de precipitaciones a nivel de cuenca tomando las colas de la distribución al 90% de la probabilidad de excedencia (años lluviosos) y al 10% (años secos).

De manera análoga al carbón, la generación térmica que opera con gas natural muestra una reducción significativa en su consumo anual promedio. Este comportamiento está asociado a la creciente participación de fuentes renovables variables y a la disponibilidad hidroeléctrica, que desplazan a la generación térmica en el despacho, limitando su uso principalmente a condiciones críticas de seguridad y respaldo del sistema.

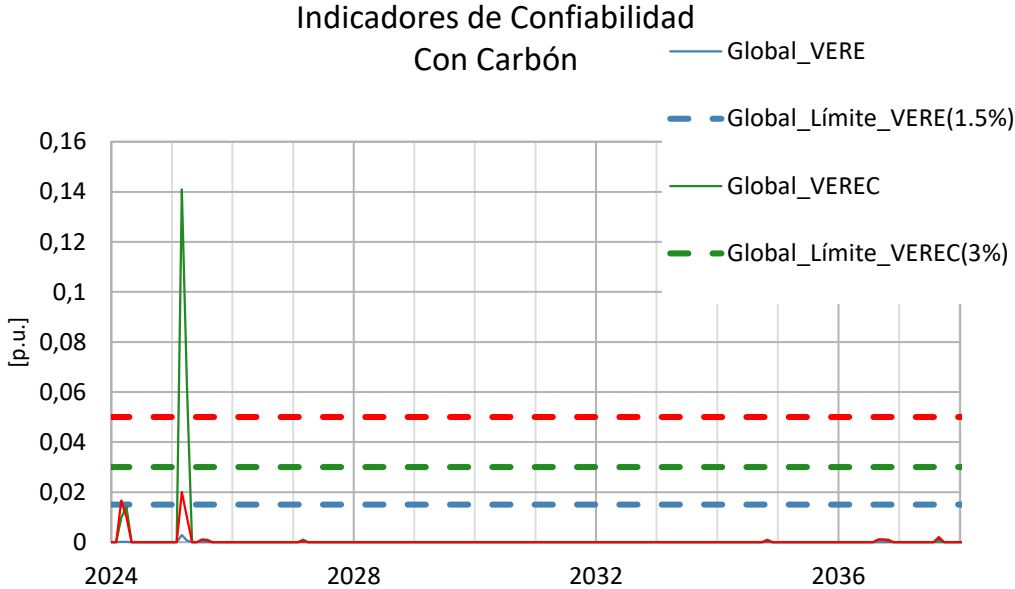


Ilustración 5.9 – Indicadores de Confiabilidad del Sistema. Fuente: elaboración propia.

Los indicadores de confiabilidad del sistema (VERE, VEREC y probabilidad de falla) comparados con sus límites de referencia, muestran que la mayor parte del horizonte de análisis los valores de VERE (energía no suministrada esperada), VEREC (déficit esperado condicionado a que ocurra racionamiento) y la probabilidad de falla se mantienen muy por debajo de los umbrales establecidos (1,5%, 3% y 5% respectivamente). Únicamente en los primeros años (2024-2025) aparecen picos, especialmente en el VEREC, que alcanzan valores altos pero transitorios, luego de lo cual los indicadores retornan a niveles cercanos a cero. Esto confirma que, con el plan de expansión que resulta de la modelación, el sistema mantiene un comportamiento confiable dentro de los criterios aceptados, aunque puede enfrentar riesgos puntuales al inicio del período analizado en caso de no cumplirse con la incorporación de la nueva capacidad de generación.

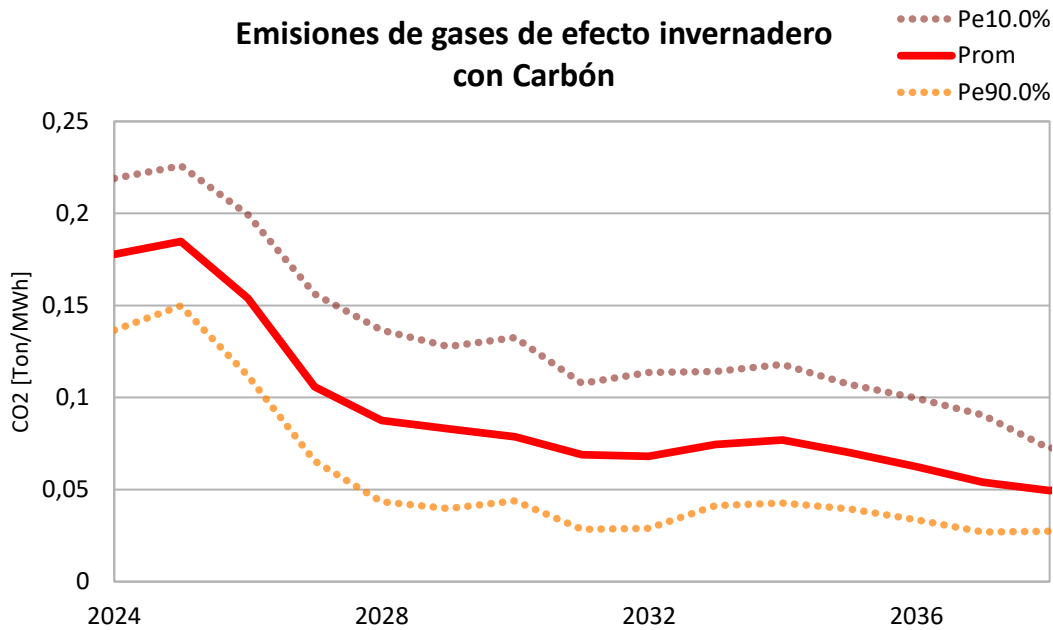


Ilustración 5.10 – Emisiones de gases de efecto invernadero (2024-2038). Fuente: elaboración propia.

Las emisiones de gases de efecto invernadero, manteniendo el parque térmico existente, respecto a los valores medios se verían reducidas en el período en un 70%.

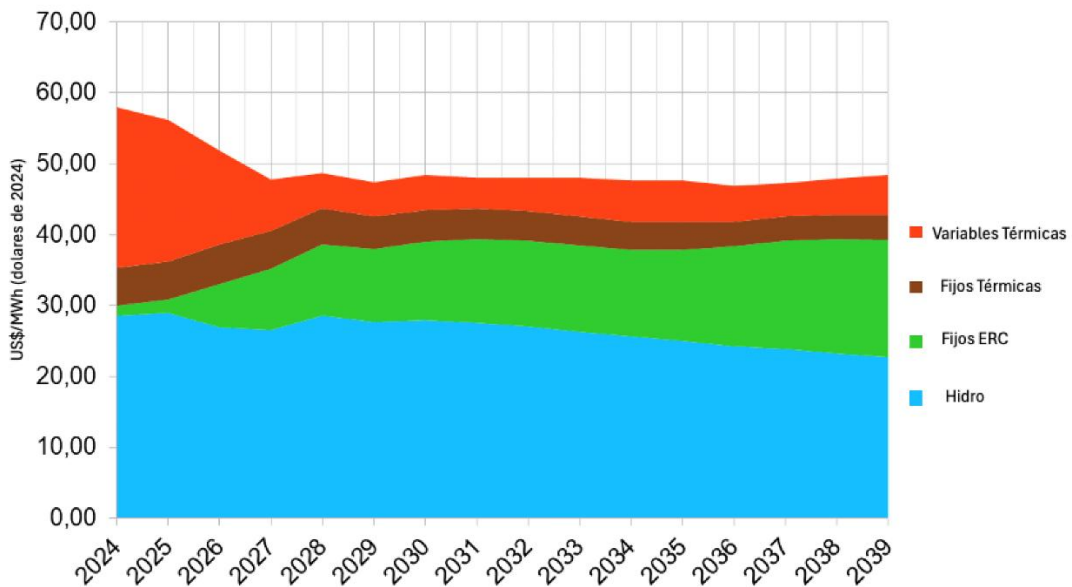


Ilustración 5.11 – Costo proyectado de la energía (2024-2038). Fuente: elaboración propia.

La evolución de la composición del costo medio de la energía en el horizonte 2024–2038 nos muestra que, al inicio del período, los costos operativos de las plantas térmicas constituyen la mayor parte del LCOE, pero descienden de manera significativa hacia 2028 y se estabilizan después en niveles bajos. Sin embargo, los costos fijos no asociados al combustible se mantienen constantes en torno a 5 USD/MWh, evidenciando un gasto estructural que persiste aun cuando estas unidades operan con

muy pocas horas al año. En promedio, la generación térmica aporta solo cerca del 7% de la energía, pero representa aproximadamente el 40% del costo total del sistema; de este valor, alrededor del 20% corresponde a costos fijos, lo que en la práctica equivale a un seguro de confiabilidad con un costo muy elevado

En paralelo, los aportes de las fuentes hidráulicas y renovables no convencionales (ERNC) ganan un mayor peso relativo dentro de la matriz de costos, particularmente a partir de 2030, cuando la participación hidroeléctrica se estabiliza y las ERNC continúan incrementándose. El costo por racionamiento aparece únicamente de manera puntual al inicio del período debido al retraso de la incorporación de la capacidad, sin relevancia en los años posteriores.

Estos resultados ponen en evidencia que la generación térmica, aunque necesaria para respaldo en condiciones críticas, mantiene un peso desproporcionado en los costos totales debido a sus componentes fijos. De allí la necesidad de revisar el rol de estas plantas en el futuro, evaluando escenarios de retiro gradual, especialmente en el caso de las carboeléctricas, y permitir así que la expansión renovable asuma progresivamente la base del sistema de manera más costo-eficiente.

### 5.2.2. Re-optimización – Salida gradual de carboeléctricas

Observando los resultados del primer ejercicio de optimización que mantiene sin modificaciones el parque térmico en operación, las proyecciones sobre el consumo de gas natural presentadas evidencian una tendencia claramente decreciente hasta el año 2033, a partir del cual el consumo se estabiliza, bajo el supuesto de que las centrales a carbón permanecen en operación. Se evidencia asimismo a partir de la estructura de costos del sistema y el despacho de las centrales termoeléctricas que es posible lograr una mayor eficiencia asignativa reduciendo en mayor grado el aporte térmico sin poner en riesgo la seguridad de suministro y mejorando aún más los costos del sistema. Por lo tanto, mantener el parque térmico a priori resulta en una situación subóptima potencialmente mejorable. En tal sentido ante esta evidencia se procede a realizar un ejercicio de reoptimización orientado a una salida programada de la generación térmica a partir de carbón, analizando los plazos y antigüedad del parque en operación.

PLANTA	capacidad (MW)	fin del contrato	edad (al fin del contrato)
Termoguajira 1	145	2027	45
Termoguajira 2	145	2027	41
Gecelca 3,2	273	2035	18
Gecelca 3	164	2032	18
Zipa 2	36	2028	65
Zipa 3	63	2028	53
Zipa 4	64	2028	48
Zipa 5	63	2028	44
Paipa 1	36	2028	66
Paipa 2	72	2028	54
Paipa 3	70	2028	47
Paipa 4	160	2028	30
Tasajero 2	170	2035	21
Tasajero 1	165	2028	44

Tabla 5.2. Plantas carboeléctricas, capacidad, contratos y antigüedad. Fuente: XM<sup>16</sup>

Considerando los plazos de los contratos vigentes, el modelo incorpora la restricción de no renovar los contratos de las centrales carboeléctricas al finalizar su vigencia, conforme al cronograma presentado en la Tabla 5.2. Con este criterio se desarrolla una reoptimización que contempla el retiro progresivo de dichas plantas en las fechas establecidas. Se trata de una estrategia sencilla y transparente, que evita conflictos contractuales al limitarse a no extender acuerdos existentes. Este enfoque permite llevar a cabo un retiro planeado, gradual y ordenado de la generación a carbón, respaldado por un análisis riguroso de la estabilidad del sistema y con la certeza de que, en todas las condiciones simuladas, el sistema mantiene su operabilidad.

<sup>16</sup> XM S.A. E.S.P. (2024). *Obligaciones de Energía Firme – Cargo por Confiabilidad*. Recuperado de <https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/obligaciones-de-energia-0>

### Plan de Expansión Alcanzable Retiro de Carbón

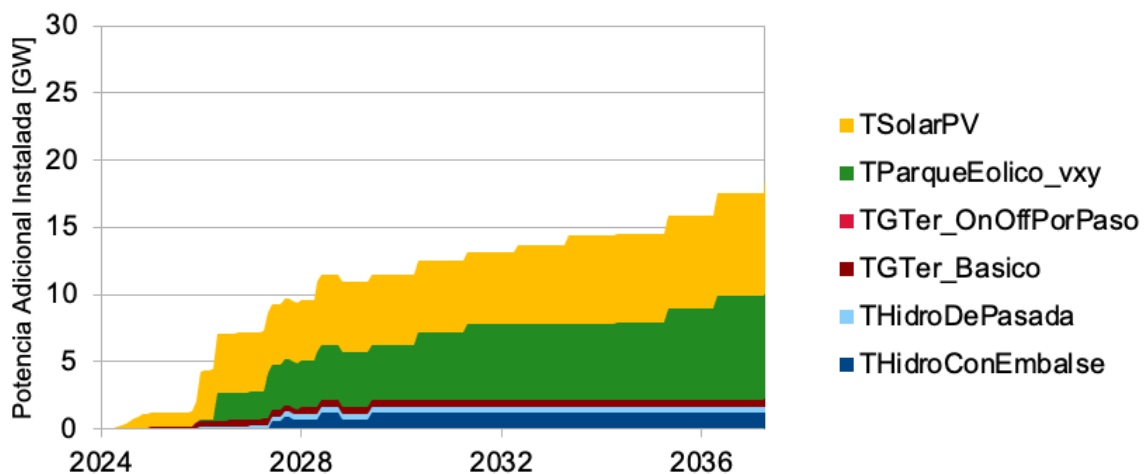


Ilustración 5.12 – Reoptimización con retiro programado de carboeléctricas. Plan de expansión (2024-2038).  
Fuente: elaboración propia.

### Plan de Expansión Alcanzable Diferencia entre escenarios

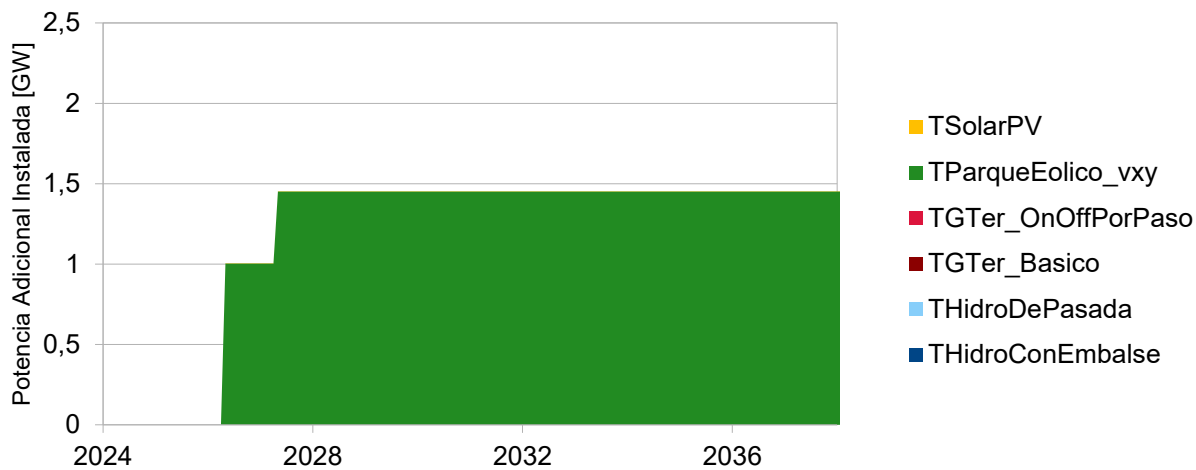


Ilustración 5.13: Diferencia en el plan de expansión entre la optimización manteniendo la generación a carbón y una reoptimización que considera la salida gradual de las carboeléctricas. Fuente: elaboración propia.

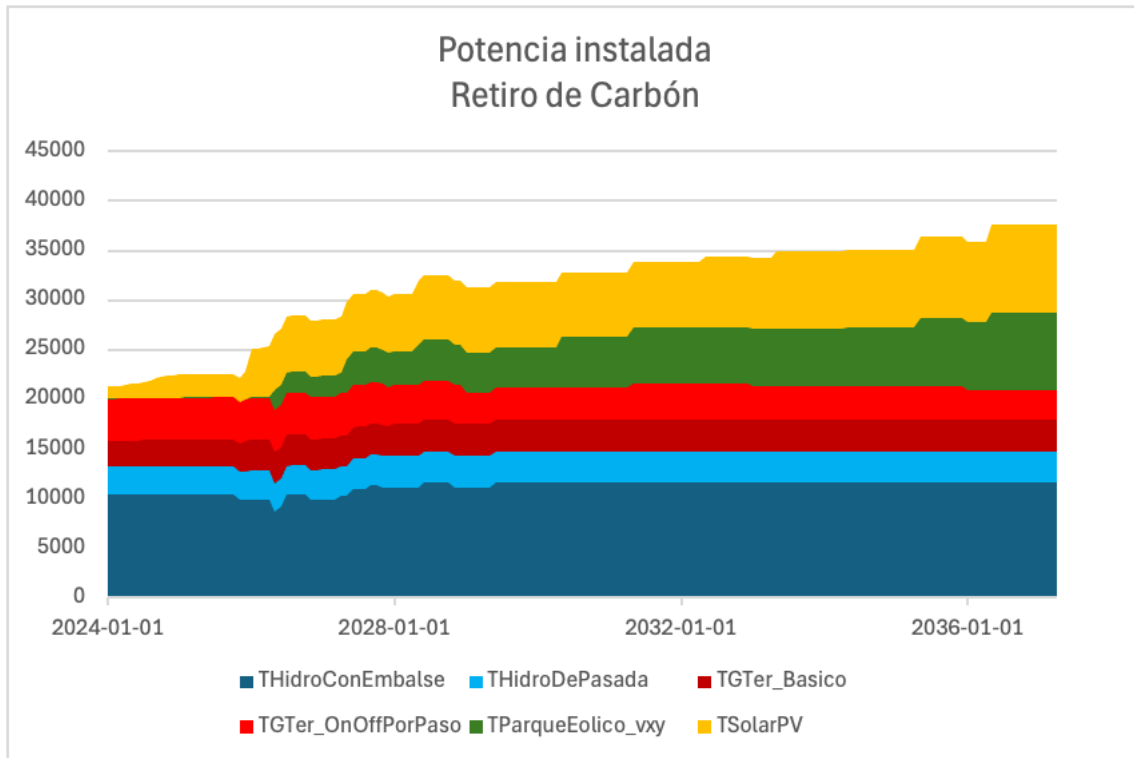


Ilustración 5.14. Capacidad total instalada por tecnología considerando el retiro gradual de carbóelctricas (2024-2038). Fuente: elaboración propia.

Al final del período, la capacidad instalada total alcanza algo más de 40 GW considerando todas las tecnologías. En todas las instancias de optimización se ofreció al modelo la posibilidad de incorporar bancos de baterías de 40 MWh con una tasa de carga/descarga de 10 MW, utilizando la curva proyectada de costos en el horizonte de análisis. Sin embargo, los resultados muestran que la incorporación de almacenamiento no resulta conveniente antes de 2036, pues hasta entonces el sistema puede operar de manera eficiente sin este recurso y, desde una perspectiva económica, su adopción anticipada generaría un incremento innecesario en el costo de abastecimiento de la demanda. Este hallazgo refleja un cambio de paradigma en la generación eléctrica, en el que las nuevas tecnologías se integran progresivamente como complemento a las fuentes renovables.

En términos de la optimización económica de la expansión, al 2038 la matriz de capacidad instalada alcanza una participación renovable del 95%, sustentada en generación hidroeléctrica, eólica y solar fotovoltaica (onshore), con un 5% de generación térmica.

### Matrix de generación eléctrica 2038

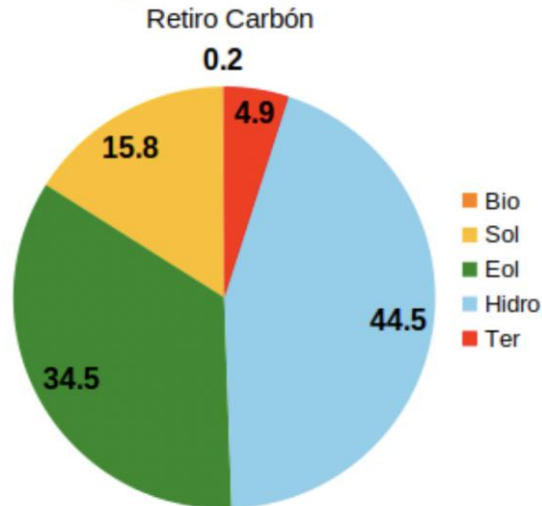


Ilustración 5.15: Composición de la matriz de generación eléctrica proyectada a 2038 Reoptimización considerando la salida programada de carboeléctricas. Fuente: elaboración propia<sup>17</sup>

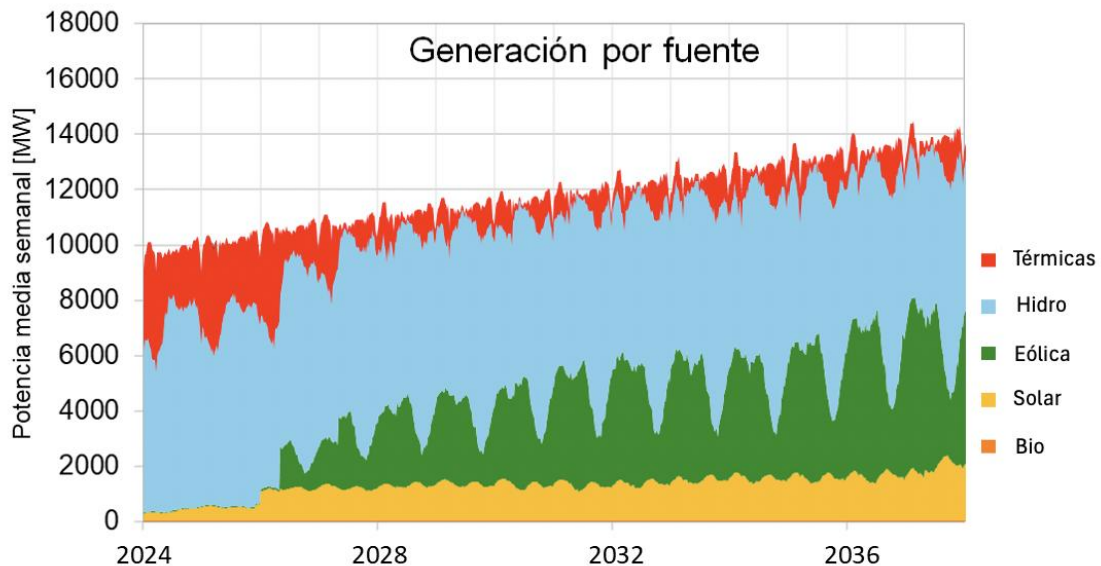


Ilustración 5.16: Plan de Operación alcanzable considerando la salida programada de carboeléctricas (2024-2038). Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, los resultados del optimizador muestran que, aún con la salida gradual de la generación de carbón, la expansión a partir de fuentes renovables permite aliviar las presiones existentes actualmente sobre el abastecimiento de gas natural. Durante el 2024, el consumo de gas natural para generación térmica correspondió a aproximadamente el 31% de la demanda nacional, con un promedio anual de 375 GBTUD y alcanzando hasta 630 GBTUD en los meses más secos. Esta demanda está

<sup>17</sup> Se logra una participación del 95% de renovables en el sistema con una combinación hidro, solar y eólica.

además concentrada en la región caribe (Costa Atlántica).<sup>18</sup> El escenario de reoptimización con salida gradual de plantas a carbón una reducción significativa del consumo de gas natural a partir de 2026, manteniendo niveles similares hasta el año 2028, estabilizándose posteriormente en niveles significativamente inferiores a los observados en el año base 2024 (entre 60 y 70% inferiores). Desde el punto de vista operativo, el sistema absorbe sin inconvenientes la salida de las centrales a carbón. Si bien la generación remanente a partir de gas natural resulta necesaria para garantizar el suministro en condiciones críticas de disponibilidad hídrica, la complementariedad solar y eólica hace innecesaria una expansión, y de hecho lleva a factores de uso de las plantas considerablemente menores.

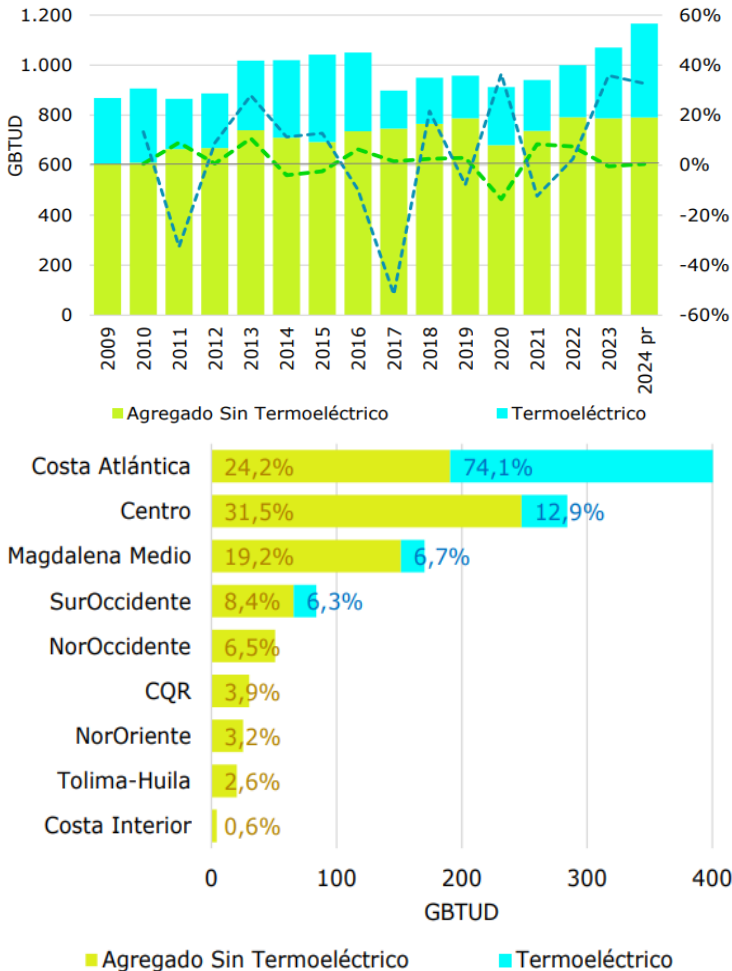


Ilustración 5.17: Evolución histórica de la demanda de gas natural en Colombia y participación regional. Fuente: UPME<sup>19</sup>

<sup>18</sup> **Unidad de Planeación Minero-Energética.** (2025, enero). Proyección de demanda de gas natural 2024-2038 [Documento técnico]. Ministerio de Minas y Energía. [https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Doc\\_Proyecc\\_Dem\\_Gas\\_Nat\\_Ene2025\\_v5.pdf](https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Doc_Proyecc_Dem_Gas_Nat_Ene2025_v5.pdf)

<sup>19</sup> Op. Cit. 18

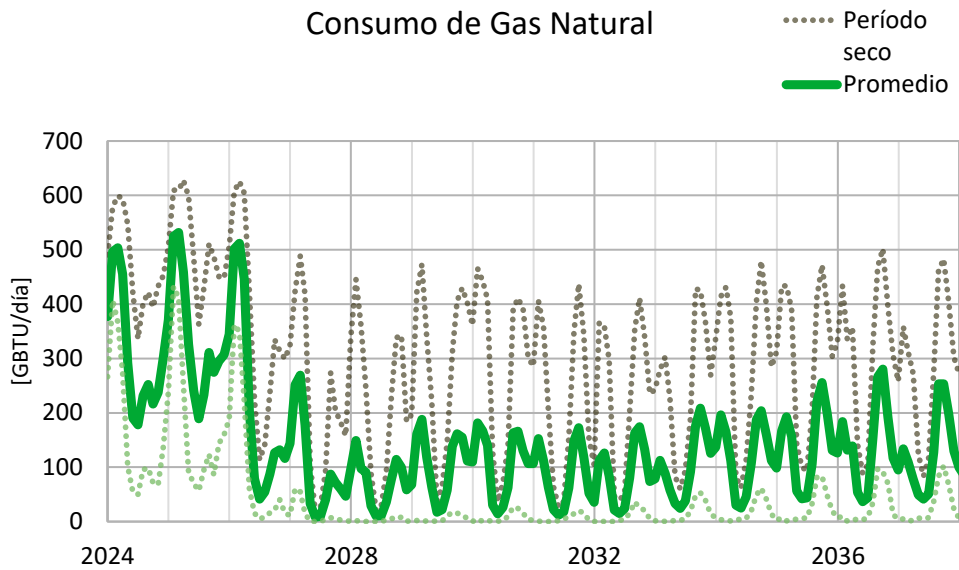


Ilustración 5.18: Consumo (esperado) de gas natural para generación de electricidad (2024-2038) – escenario retiro de carboeléctricas. Fuente: elaboración propia.

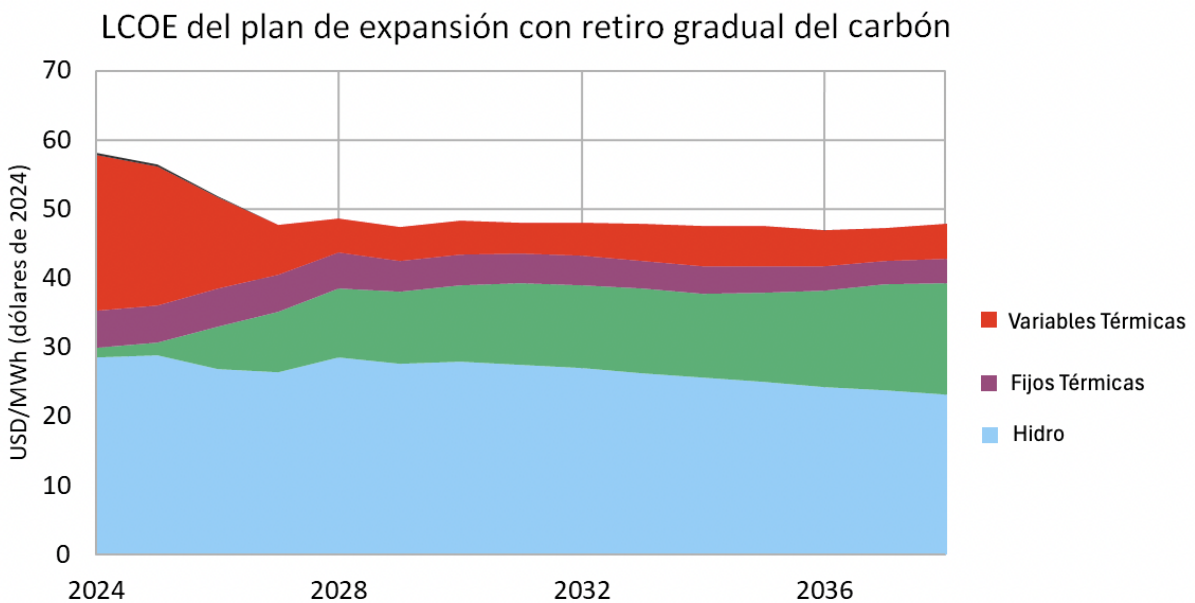


Ilustración 5.19: Composición de los costos de generación del sistema por tecnología y/o componente (2024-2038). En tonos de rojo y marrón la generación térmica fósil. Fuente: elaboración propia.

Las simulaciones demuestran que, con esta combinación, el sistema mantiene su operabilidad incluso bajo la ocurrencia de contingencias, al tiempo que se observa una reducción significativa en el costo nivelado del plan de expansión con retiro gradual del carbón y el consecuente impacto en el costo medio del sistema.

El resultado del optimizador frente a la salida progresiva de las carboeléctricas confirma que el sistema mantiene su operabilidad, sustentándose principalmente en generación eólica y solar, incluso en ausencia de la capacidad térmica a carbón. En comparación con la optimización original que mantenía inalterado el parque de generación existente,

la reoptimización incorpora hacia el final del período alrededor de 1,4 GW de capacidad eólica adicional, destinada a cubrir la generación que deja de aportar el parque carboeléctrico que deja de participar en la matriz.

La generación térmica muestra una disminución progresiva e inevitable, y, como consecuencia, el consumo de carbón se reduce paulatinamente a lo largo de los 14 años de simulación hasta desaparecer por completo. En ausencia de carboeléctricas, resulta fundamental analizar con detalle el comportamiento del consumo de gas natural, ya que una evaluación superficial podría conducir a interpretaciones erróneas de la situación.

Ampliando lo abordado previamente en virtud de la salida gradual de la generación carboeléctrica, y considerando el despacho de las centrales que operan a gas natural, contrario a lo que podría suponerse, los resultados muestran que, gracias a la complementariedad efectiva entre las tecnologías eólica, solar e hidráulica, en ausencia de las carboeléctricas el consumo de gas se reduce prácticamente a una tercera parte del nivel actual.

Esta reoptimización también proporciona un análisis de los costos en dólares por MWh demandado, los cuales son útiles para comprender la estructura de los costos asociados a la generación del sistema. Es importante aclarar que, los costos aquí detallados no corresponden al precio de comercialización, que son calculados de acuerdo con una normatividad específica. En esta sección se presentan los costos fijos de pago de plantas hidráulicas, contratos energía solar y eólica, maquinas térmicas y, costos variables de combustibles que utilizan dichas plantas térmicas.

Resulta importante destacar la reducción del costo medio de generación en el escenario de expansión óptima. No obstante, la generación térmica sigue representando aproximadamente el 20% del costo total, a pesar de su baja participación en la energía generada que se reduce al 4,9% en valor esperado. Este costo se justifica como garantía de la seguridad del sistema en años críticos para lograr cubrir la demanda. Aunque su aporte es costoso, seguiría siendo necesario hasta que la incorporación de sistemas de almacenamiento, como baterías, sea económicamente competitiva y técnicamente viable.

Otro resultado clave del análisis es la drástica reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a la generación eléctrica, que se disminuyen en aproximadamente un 85% respecto a los niveles actuales, alcanzando valores inferiores a 50 gramos de CO<sub>2</sub> por kilovatio-hora (gCO<sub>2</sub>/kWh). Este indicador, como lo muestra la ilustración 8 refleja un avance significativo hacia la descarbonización del sistema eléctrico y el cumplimiento de metas de sostenibilidad a largo plazo.

## Emisiones de gases de efecto invernadero

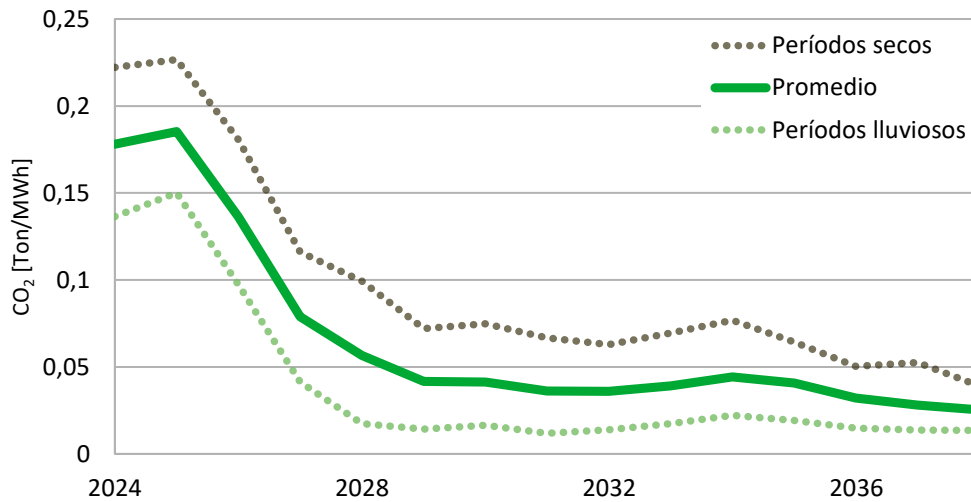


Ilustración 5.20: Emisiones (esperadas) de gases de efecto invernadero del sector eléctrico (2024-2038) – escenario de retiro de carboeléctricas. Fuente: elaboración propia.

Finalmente, desde una perspectiva estática y en términos de confiabilidad, los resultados muestran que el sistema cumple plenamente con los índices de operabilidad exigidos por la regulación colombiana para la operación del SIN. De acuerdo con los límites establecidos por XM, el sistema se mantiene operable y confiable frente a todas las condiciones de operación o los escenarios futuros evaluados, lo que confirma su robustez ante las condiciones proyectadas.

## Indicadores de Confiabilidad

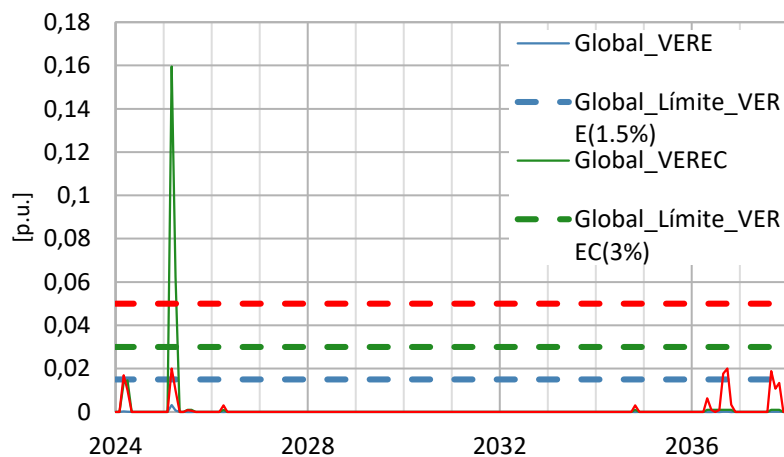


Ilustración 5.21: Indicadores de confiabilidad del SIN (2024-2038) considerando el retiro programado de carboeléctricas. Fuente: elaboración propia<sup>20</sup>

<sup>20</sup> Se observa que al inicio del período de análisis el sistema supera los valores admisibles de confiabilidad del sistema expresados en VERE al 1,5% y probabilidad de falla 5%, lo que demuestra la vulnerabilidad del sistema observada en los años secos previos.

También se evaluó la gestión de la estabilidad en frecuencia, observándose que los valores del ROCOF (*Rate of Change of Frequency*) no superan los 0,35 Hz/s en los momentos de menor demanda neta del sistema. Este resultado se encuentra dentro de los límites establecidos por la regulación colombiana vigente, lo que indica que, incluso en condiciones críticas, la red mantiene un comportamiento dinámico aceptable en términos de respuesta ante perturbaciones, cumpliendo con los requisitos operativos para la estabilidad del sistema eléctrico.

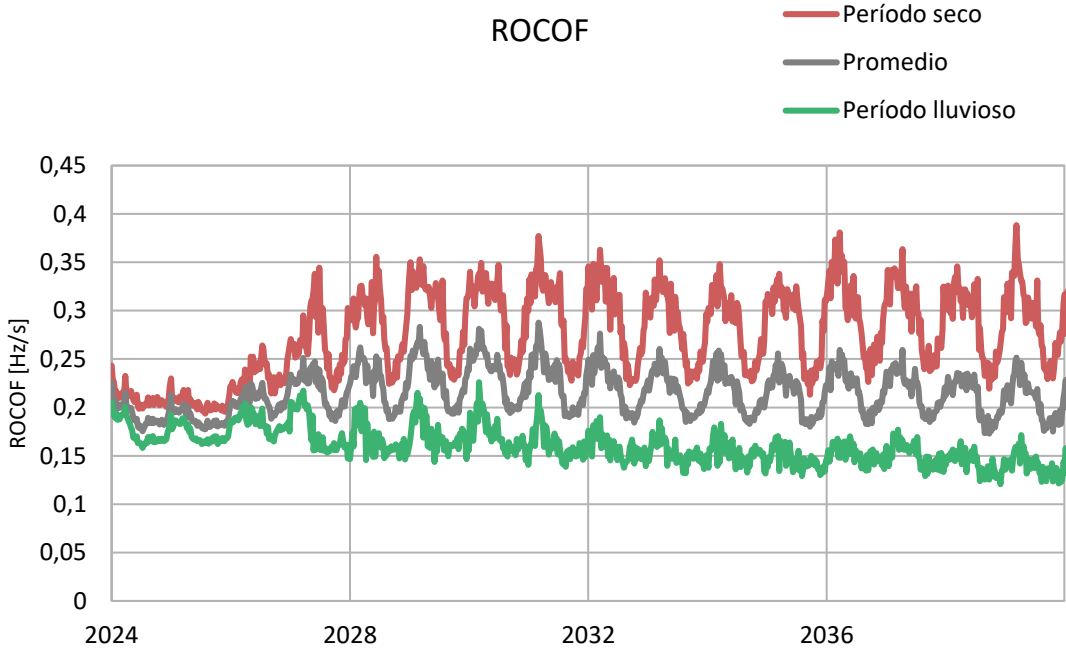


Ilustración 5.22: ROCOF (2024-2038) considerando el retiro programado de carboeléctricas. Fuente: elaboración propia.

### Inercia del Sistema

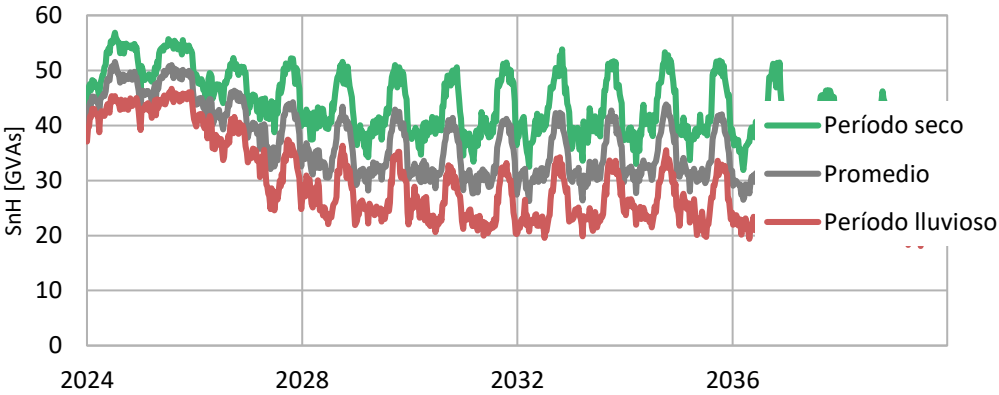


Ilustración 5.23: Inercia del Sistema (2024-2038) considerando el retiro programado de carboeléctricas. Fuente: elaboración propia.

De igual manera se realizó un análisis de rampas en los cuales el sistema aún se mantiene dentro de los límites operables (soportando salidas abruptas de  $\pm 2500$  MW).

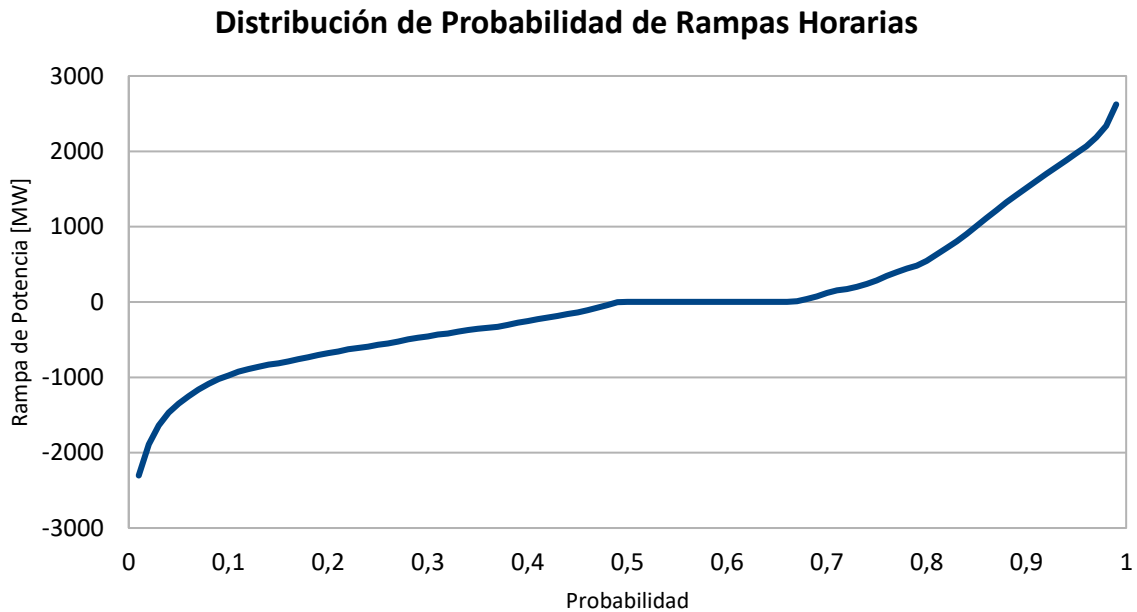


Ilustración 5.24: Distribución de probabilidad de rampas horarias considerando el retiro programado de carboeléctricas. Fuente: elaboración propia.

## 6 Estabilidad dinámica del sistema eléctrico de Colombia

Hasta este punto, el estudio se centró en un análisis de optimización de la expansión del sistema, enfocado en verificar la capacidad del sistema para satisfacer la demanda en cada instante de tiempo bajo criterios puramente energéticos. Sin embargo, la verdadera complejidad técnica surge al pasar al análisis dinámico, donde se evalúa si el sistema, además de ser energéticamente adecuado, es estable y seguro de operar. Esto es especialmente relevante en un contexto de transición tecnológica, en el que se reemplazan máquinas sincrónicas rotatorias que proveen naturalmente de inercia y soporte dinámico, por equipos basados en electrónica de potencia, los cuales plantean nuevos desafíos para la estabilidad del sistema eléctrico. Es necesario profundizar el análisis de estabilidad dinámica en aquellos puntos del territorio y bajo ciertos escenarios hidrológicos donde pueden presentarse problemas operativos que no es posible evaluar con la herramienta SimSEE.

La transición hacia una matriz con alta participación de renovables variables implica entonces de manera inevitable nuevos retos operativos. Por ello, la clave está en identificar, anticipar y diseñar soluciones técnicas adecuadas ante las posibles contingencias que puedan presentarse lo cual determina que, además de las inversiones identificadas en el análisis estático, se requieren intervenciones adicionales para garantizar que el sistema opere de manera estable y confiable en todo momento.

## 6.1 Hipótesis de trabajo

Para evaluar la estabilidad dinámica del sistema eléctrico colombiano, se realizó un análisis sobre los planes de despacho proyectados para el periodo 2024–2038, derivados de los resultados de optimización previamente obtenidos. Dado que dichos escenarios contemplan un reemplazo progresivo de generación térmica a carbón por fuentes renovables variables, se identificaron puntos de operación críticos y se definió un conjunto representativo de contingencias severas. Estas incluyen: la salida de la unidad generadora más grande, desconexión de parques eólicos o solares, cortocircuitos en líneas de transmisión estratégicas, fallas en nodos de alta relevancia operativa, periodos de mínima demanda neta con alta inyección renovable y reducción significativa de máquinas sincrónicas debido al despacho preferente por orden de mérito económico.

Cada contingencia fue evaluada mediante simulaciones RMS en el dominio temporal, con el fin de analizar el comportamiento dinámico ante perturbaciones y determinar márgenes de estabilidad transitoria y resiliencia operativa. A partir de los niveles de estrés identificados, se establecieron recomendaciones técnicas sobre los activos requeridos en el plan de expansión óptima, orientadas a preservar la estabilidad y confiabilidad del sistema frente al incremento de generación renovable no sincrónica.

El estudio mantiene consistencia metodológica con los procedimientos de XM y UPME para la planificación y operación del SIN, utilizando el modelo de red oficial en DigSILENT PowerFactory –versión suministrada por XM para el Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano y Largo Plazo (escenarios 2024–2033)–, lo que garantiza la validez comparativa y la fidelidad dinámica de los resultados respecto al comportamiento real del sistema.

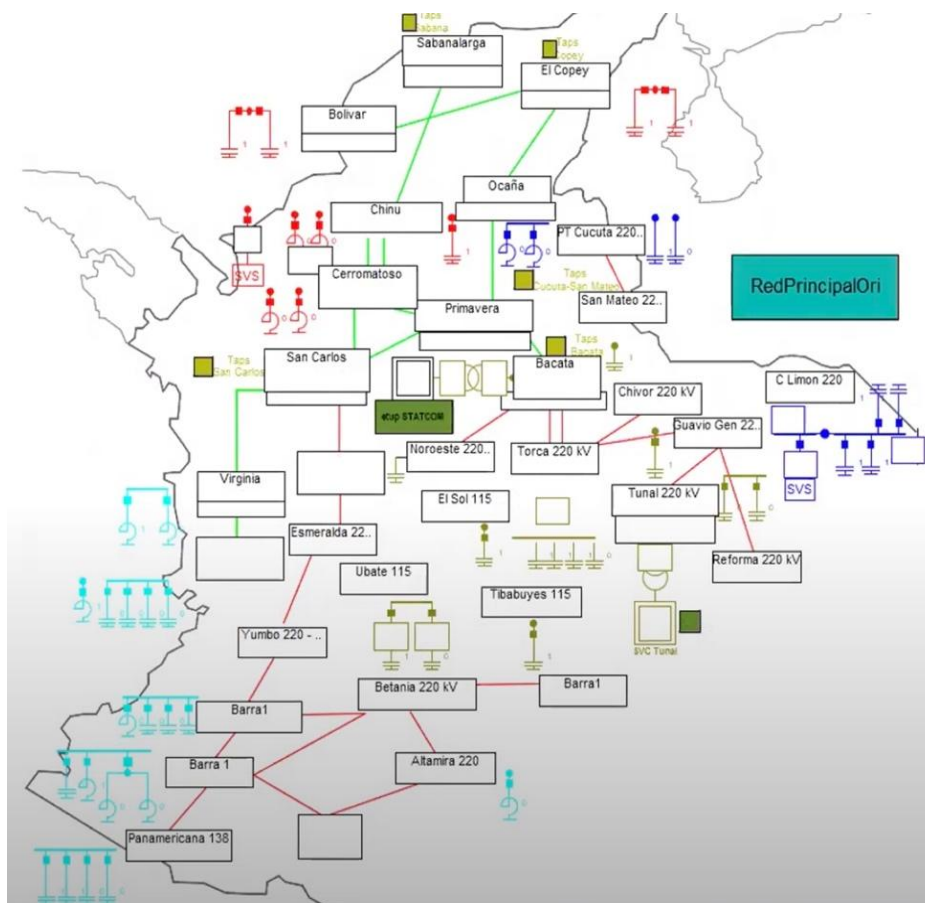


Ilustración 6.1: Sistema Interconectado según configuración XM. Fuente: XM<sup>21</sup>

Para el análisis dinámico del sistema eléctrico, se definieron dos años de referencia: 2028 y 2037. El primero corresponde al horizonte de mediano plazo, donde aún existe capacidad de ajuste e incorporación de medidas correctivas ante posibles problemas derivados de la creciente penetración de fuentes renovables hacia 2026. El segundo, 2037, se establece como año crítico, al representar el escenario con máxima participación renovable y ausencia total de generación carboeléctrica. Estos hitos permiten caracterizar la evolución temporal del sistema y anticipar requerimientos técnicos para garantizar su estabilidad operativa.

El estudio consideró dos condiciones operativas críticas:

1. Demanda neta mínima, definida como la demanda total menos la generación renovable, que ocurre bajo alta inyección renovable y baja demanda, reduciendo la cantidad de máquinas sincrónicas en operación y, por tanto, la inercia global del sistema.
2. Mínima inercia regional en el área Caribe, región con la mayor concentración de proyectos renovables proyectados, donde la reducción de inercia implica un

<sup>21</sup> XM S.A. E.S.P. (2024). *Análisis energético de largo plazo - MPODE (base de datos)*. Recuperado de <https://www.xm.com.co/planeación/planeación-largo-plazo/analisis-energetico-de-largo-plazo-mpode-base-de-datos>

mayor riesgo operativo y exige evaluar detalladamente los niveles de estrés dinámico asociados.

Los criterios de selección de estos escenarios y los resultados del análisis dinámico permiten cuantificar la seguridad operativa del SIN frente a perturbaciones bajo condiciones de alta penetración renovable. La tabla siguiente presenta, para los años analizados, los puntos característicos de demanda neta mínima y mínima inercia, junto con su correspondiente porcentaje de penetración renovable.

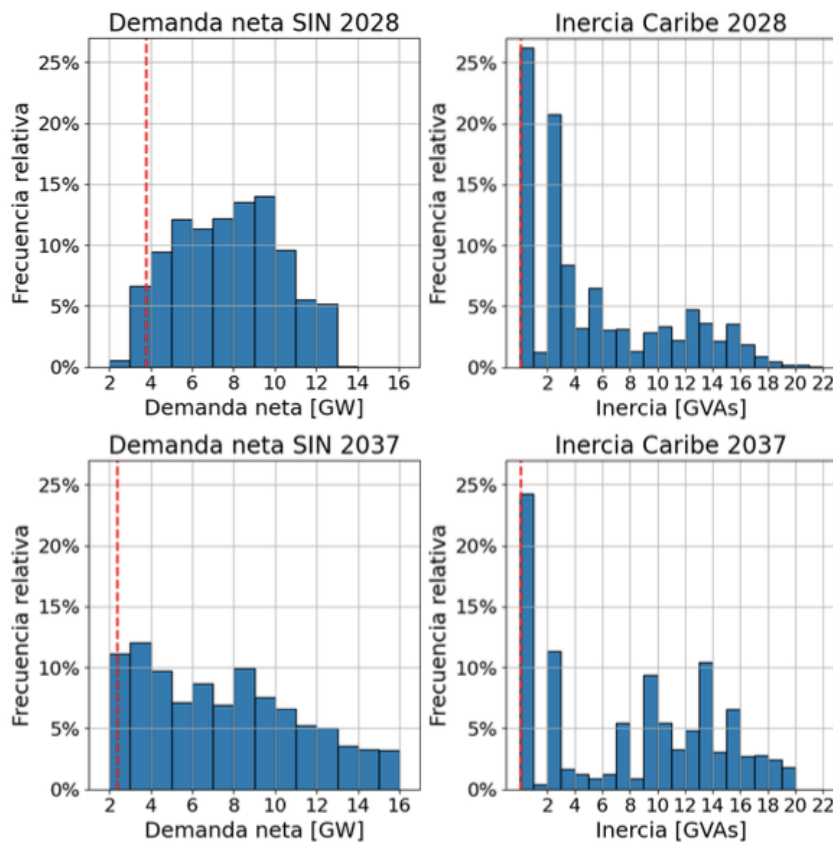


Ilustración 6.2: Distribución de valores de demanda e inercia para los años analizados. Fuente: ISCI<sup>22</sup>

## 6.2 Resultados del modelo de estabilidad dinámica

<sup>22</sup> Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI). (2025, mayo 16). *Presentación taller "Proyecto Descarbonización del Sector Eléctrico en Colombia"*. Universidad de Chile. Recuperado de <https://isci.cl/wp-content/uploads/2025/08/Presentacion-taller-16-mayo-Proyecto-Colombia.pdf>

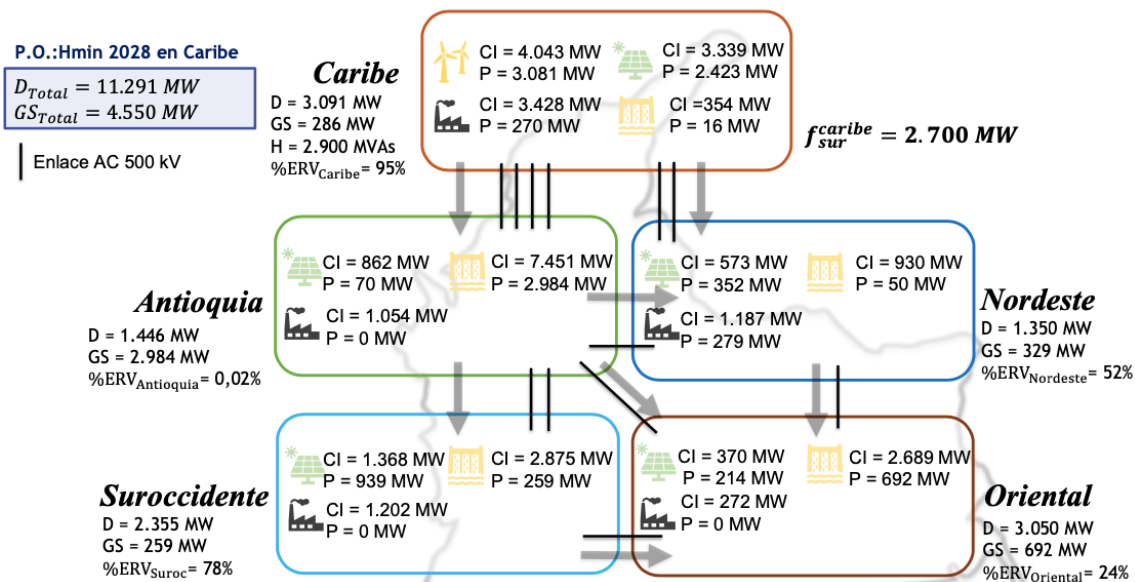


Ilustración 6.3: Demanda e Inercia por zonas en 2028. Fuente: ISCI<sup>23</sup>

Es relevante resaltar que la penetración renovable proyectada en el Sistema Interconectado Nacional puede alcanzar hasta un 83% de la generación total, configurando un cambio estructural profundo en la matriz energética nacional. La Figura 6.3 ilustra el escenario correspondiente al punto de mínima inercia del sistema, mostrando la distribución de barras, la configuración de red y la respuesta dinámica de las cinco áreas eléctricas del país. En dicha representación se evidencian la capacidad instalada por región, su aporte efectivo en potencia y las zonas con comportamiento importador o exportador de energía, de acuerdo con los flujos nodales simulados. Este escenario corresponde al año 2028 y se fundamenta en el plan de expansión óptima propuesto por el Instituto IVY, en coherencia con la planificación de la red de transmisión definida por XM.

Hacia el final del horizonte de análisis (2037), se presentan las condiciones de operación y los niveles de estrés dinámico para cada región, evidenciando los efectos de la alta penetración renovable sobre la estabilidad del sistema. Los resultados reflejan un modelo alineado con los lineamientos oficiales de planeación eléctrica nacional, cuya implementación disciplinada resulta esencial para garantizar una operación segura, estable y eficiente en un contexto de creciente generación no sincrónica.

<sup>23</sup> Op. Cit 22.

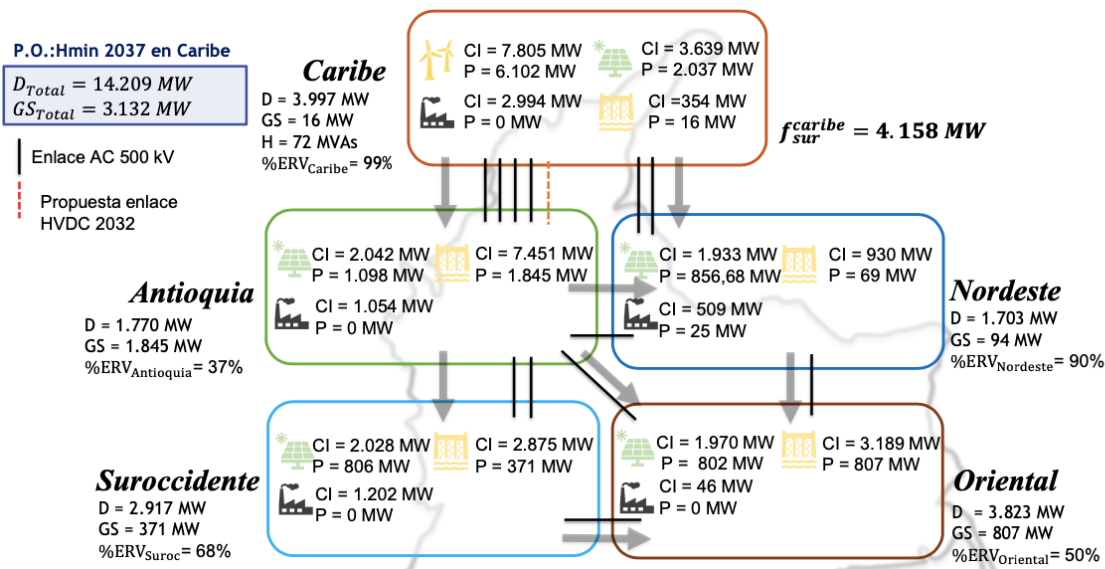


Ilustración 6.4: Demanda e Inercia por zonas en 2037. Fuente: ISCI<sup>24</sup>

Con base en el plan de expansión eléctrica nacional, se proyecta un incremento sustancial de la capacidad solar fotovoltaica, acompañado de la incorporación de aproximadamente 8 GW de generación eólica, en un contexto de crecimiento de la demanda eléctrica del orden del 3% anual. En comparación con el escenario de 2028, se evidencia una reducción progresiva del despacho térmico y una mayor participación de fuentes eólica y solar, transformando de manera estructural el perfil de generación del sistema eléctrico colombiano.

En el análisis de contingencias críticas, se identificaron las horas de mayor estrés operativo y se evaluaron fallas tipo cortocircuito en los principales corredores de transmisión. Conforme a la reglamentación técnica nacional, se realizaron simulaciones de fallas del 5% en cada subestación, en cumplimiento con los criterios establecidos para estudios de estabilidad transitoria, garantizando la consistencia metodológica y la trazabilidad de los resultados.

En complemento al análisis de contingencias en los corredores de transmisión, se desarrollaron dos pruebas dinámicas adicionales orientadas a evaluar la respuesta inercial y la estabilidad de frecuencia del sistema bajo condiciones críticas. En la primera prueba, se simuló la desconexión de la máquina sincrónica con mayor carga, con el propósito de analizar su efecto sobre la frecuencia instantánea y la capacidad del sistema para recuperar el equilibrio rotacional. En la segunda, se modeló la salida abrupta de la planta de energía renovable (ERV) con mayor despacho dentro del escenario analizado, representando una condición severa de pérdida de generación no sincrónica.

<sup>24</sup> Op. Cit 22.

El objetivo de este ejercicio comparativo fue no solo cuantificar la potencia perdida, sino también evaluar la respuesta dinámica del sistema en términos de inercia efectiva y estabilidad de frecuencia, parámetros fundamentales para asegurar la resiliencia operativa del Sistema Interconectado Nacional en escenarios de alta penetración renovable.

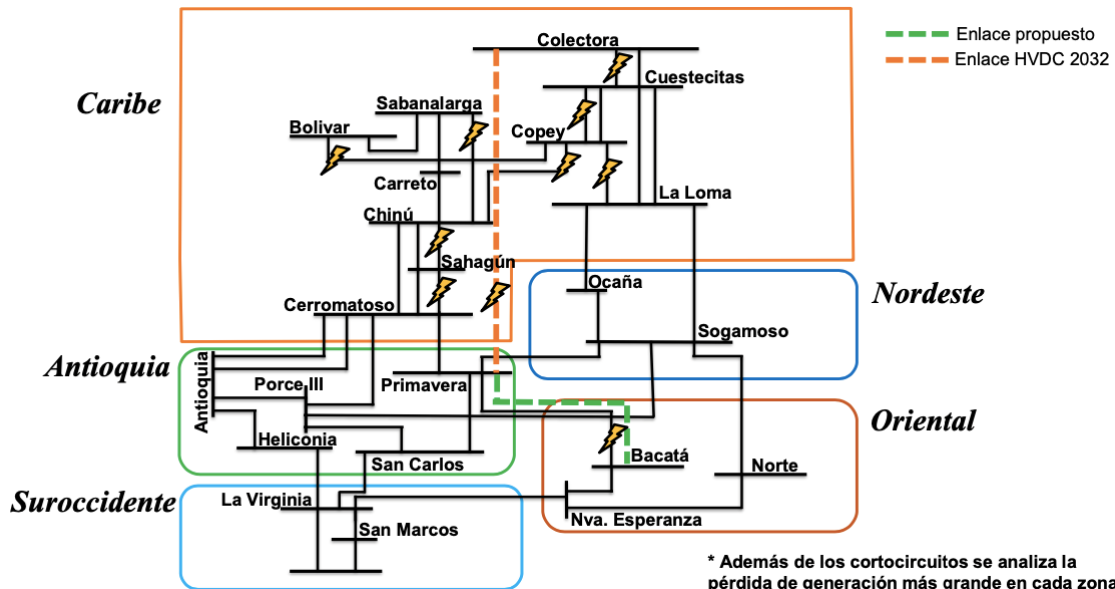


Ilustración 6.5 Alertas identificadas en el sistema eléctrico en 2028. Fuente: ISCI<sup>25</sup>

Como extensión del análisis dinámico y en coherencia con los resultados obtenidos, el escenario de expansión del sistema eléctrico contempla la implementación del enlace HVDC entre los nodos Colectora y Primavera (línea punteada naranja), de acuerdo con el plan de expansión de transmisión definido por la UPME y XM. Esta interconexión de corriente continua constituye un elemento estructural para la integración segura de generación renovable en el norte del país, al facilitar el control de potencia y la estabilidad de tensión entre regiones.

Desde la perspectiva de la estabilidad operativa, se identificó adicionalmente como obra crítica la línea de refuerzo entre Primavera y Bacatá (línea punteada verde). Aunque dicha infraestructura no figura actualmente en los planes oficiales de XM, su incorporación se considera técnicamente necesaria para garantizar un comportamiento estable del sistema ante contingencias severas, especialmente bajo escenarios de alta penetración renovable y bajo soporte inercial.

Las simulaciones transitorias realizadas para el año 2028 evidencian la necesidad de instalar condensadores síncronos en distintas áreas del Sistema Interconectado Nacional. Estos dispositivos son esenciales para restablecer márgenes adecuados de estabilidad angular y de tensión, tanto en transmisión como en generación. No obstante, la solución no se limita a la instalación de nuevas unidades, sino que puede

<sup>25</sup> Op. Cit 22.

lograrse mediante reconversiones tecnológicas o ajustes operativos en equipos existentes, en función de los requerimientos identificados durante la operación del sistema.

Como resultado del análisis, se definió un indicador técnico de dimensionamiento de compensación síncrona, expresado como la relación MVA de condensadores síncronos por MW de generación renovable despachada. Este parámetro constituye una herramienta práctica de planificación para estimar los requerimientos de soporte sincrónico y asegurar una integración segura, estable y eficiente de la generación renovable en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

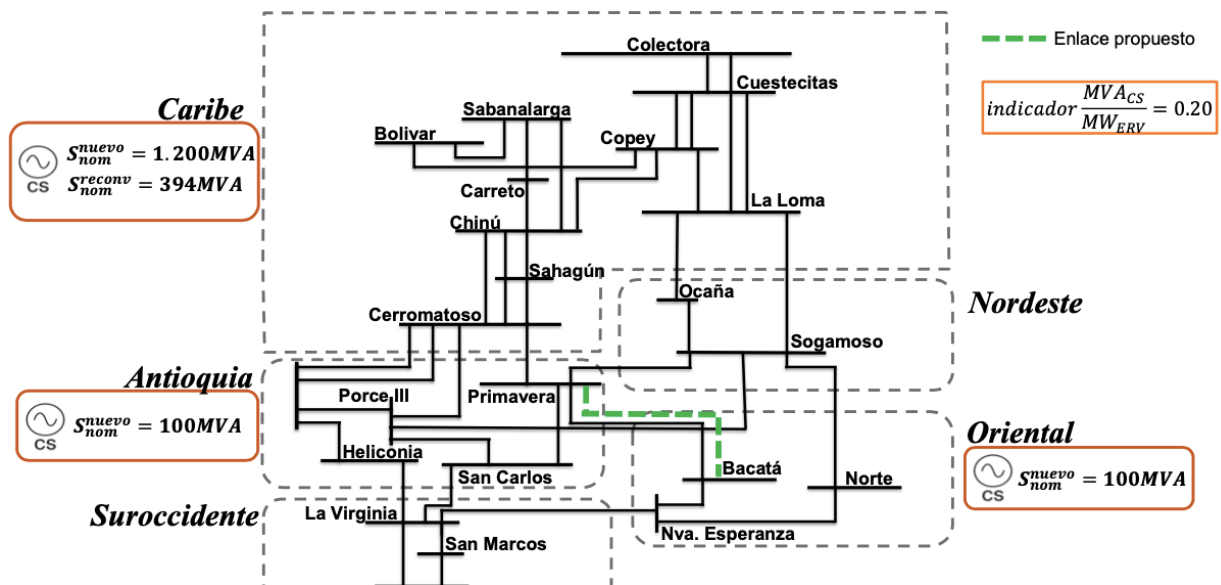


Ilustración 6.6: Identificación de necesidades de compensación síncrona en 2028. Fuente: ISCI<sup>26</sup>

Para el año 2037, correspondiente al escenario de máxima penetración renovable, se proyecta la necesidad de ampliar la capacidad de compensación síncrona mediante la incorporación de condensadores síncronos adicionales en diferentes áreas del sistema. Aunque el indicador de dimensionamiento —expresado como la relación entre MVA de compensación síncrona por MW de generación renovable despachada— presenta una ligera disminución frente al valor estimado para 2028, se recomienda mantener el valor de referencia en 0,2.

Esta decisión se fundamenta en el criterio técnico de sobrecompensación moderada, que proporciona mayores márgenes operativos y robustez frente a incertidumbres del despacho o de la variabilidad renovable, siguiendo el principio de ingeniería de que “quien puede más, puede menos”. Con ello se busca garantizar una operación estable, flexible y resiliente del Sistema Interconectado Nacional en condiciones de alta penetración de generación no sincrónica.

<sup>26</sup> Op. Cit 22.

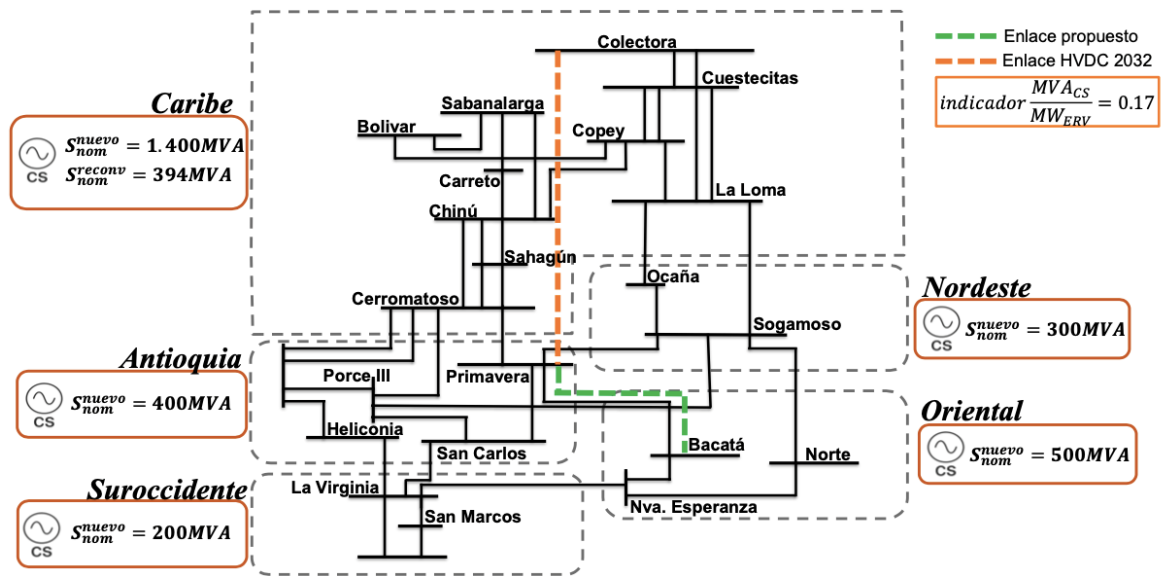


Ilustración 6.7: Identificación de necesidades de compensación síncrona en 2037. Fuente: ISCI<sup>27</sup>

El plan de expansión óptimo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se considera técnicamente viable, siempre que se adopten las medidas correctivas necesarias para mantener la seguridad, confiabilidad y estabilidad operativa del sistema, en concordancia con los lineamientos establecidos por la UPME en los planes de expansión vigentes. El estudio confirma, desde una perspectiva técnica y económica, la factibilidad del retiro progresivo de la generación a carbón, condicionado a la implementación oportuna de los refuerzos operativos y de transmisión requeridos.

Entre las acciones prioritarias se destacan:

La construcción de la línea de transmisión Primavera–Bacatá, actualmente no incluida en los planes oficiales, identificada como infraestructura crítica para garantizar la estabilidad del sistema ante contingencias severas.

La instalación de condensadores síncronos en un rango estimado entre 750 y 4.500 MVA, coherente con las previsiones del Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica, como medida esencial para reforzar la estabilidad estática y dinámica en escenarios de alta penetración renovable.

Los resultados del análisis complementario permiten establecer las siguientes conclusiones técnicas:

La estabilidad del sistema eléctrico nacional puede mantenerse bajo la expansión óptima proyectada, incluso con una alta participación de fuentes variables.

Existen tecnologías avanzadas, como los convertidores grid forming, capaces de mitigar eficazmente condiciones críticas de estabilidad y de proporcionar soporte inercial sintético.

<sup>27</sup> Op. Cit 22.

Las inversiones requeridas para asegurar la estabilidad son marginales frente a los beneficios económicos y operativos derivados de la nueva estructura de despacho del sistema.

Finalmente, se recomienda profundizar los estudios de localización y dimensionamiento óptimo de la compensación síncrona, así como evaluar mecanismos de flexibilidad que aprovechen los servicios complementarios de las fuentes renovables —como la respuesta rápida y primaria en frecuencia—, los cuales pueden fortalecer la respuesta dinámica del sistema y reducir la dependencia de recursos sincrónicos convencionales.

## 7 Impactos tarifarios y precios esperados de la energía

El sistema eléctrico colombiano presenta un mercado altamente concentrado, en el cual muchos comercializadores están integrados verticalmente con generadores. Esta estructura genera asimetrías de información: los precios de los contratos bilaterales no son públicos y dependen de la contraparte, lo que favorece a los agentes dominantes y limita la competencia. Como resultado, estas y otras ineficiencias del sistema terminan trasladándose a los usuarios finales a través de precios y tarifas más elevadas.

A partir de la simulación de expansión y operación óptima del sistema eléctrico, se desarrolló un análisis para determinar cómo la reducción de los costos de abastecimiento de la demanda podría ser trasladada a los consumidores, evaluando diferentes rutas de implementación administrativo-regulatorias admisibles. Estas rutas representan distintos grados de intervención normativa y velocidad de adopción del nuevo marco de asignación eficiente de costos y precios.

### 7.1 Rutas de implementación y alternativas de reforma

Línea base – Tendencial: “Conservación de las condiciones y comportamiento actual del sistema y el mercado” El sistema incorpora nueva oferta, pero conservando las tasas actuales, manteniendo la estrechez actual entre oferta y demanda, conservando los fenómenos inflacionarios presentados durante los últimos cinco años. No se hacen cambios regulatorios.

Ruta 1 – BAU (Business as Usual): “Entrada renovable con marco vigente”

Corresponde a un esquema de mínima intervención regulatoria, donde simplemente se permite la incorporación de más proyectos renovables dentro del marco actual. La mayor oferta de energía desplaza generación térmica y reduce precios tanto en bolsa como en contratos, aunque persisten distorsiones derivadas de cargos como el CxC reflejado en el CERE.

Resultado esperado: leves reducciones en el Costo Unitario (CU), pero limitadas por la permanencia de sobre costos regulados.

Ruta 2 – Transición: “Migración progresiva a un esquema óptimo”

Aquí los contratos vigentes continúan, pero a medida que expiran, se incorporan mecanismos que reflejan los costos marginales reales y la eficiencia del despacho. Se

realizan ajustes graduales en las reglas de despacho, mecanismos de remuneración y asignación de cargos, reduciendo la necesidad de nuevas subastas para el CxC, resultando en una disminución del CERE.

Resultado esperado: reducción más significativa de los precios medios al usuario en el mediano plazo y mejor señal económica para la inversión renovable.

Ruta 3 – Asignación Óptima: “Implementación acelerada del modelo eficiente”

Representa una reforma estructural del mercado, con la creación de un comprador centralizado que remunera cada tecnología según sus costos de inversión y operación. Este esquema elimina la bolsa y el CxC, garantiza la recuperación de inversiones, evita la especulación y traslada de inmediato las eficiencias al consumidor. Resultado esperado: reducción de hasta un 20 % en las tarifas finales, con menores costos de generación y mayor seguridad operativa.

## 7.2 Impacto en tarifas y eficiencia sistémica

El impacto directo se materializa en el **Costo Unitario (CU)** que pagan los usuarios. La entrada masiva de energías renovables de bajo costo (solar y eólica), combinada con modificaciones progresivas o estructurales en las reglas de despacho y remuneración, puede reducir de manera sostenida los precios de generación.

En la **Ruta 1 (BAU)**, la simple expansión renovable genera una disminución moderada de precios.

En la **Ruta 2 (Transición)**, los ahorros aumentan al optimizar la operación y reducir los cargos distorsivos.

En la **Ruta 3 (Asignación Óptima)**, los beneficios son plenos, con ahorros estimados de hasta un 15 % en las tarifas finales.

Estos efectos se explican porque, conforme aumenta la participación de fuentes solares y eólicas, disminuye el despacho térmico, reduciendo el costo promedio de generación. La Ilustración 8.1 muestra cómo los costos unitarios de operación del parque generador se reducen a medida que crece la participación renovable. En comparación con los costos actuales (ver Anexo 1), incluso un replanteamiento del despacho sin cambios contractuales inmediatos podría generar ahorros en el corto plazo.

## 7.3 Descripción de las rutas de impacto tarifario

### Ruta 1 – BAU

La mera entrada de nuevos proyectos de generación representa una mayor oferta de energía, lo cual, dentro de una lógica de mercado, y siempre que represente un incremento relativo con respecto a la demanda, propicia una reducción en los costos de la oferta; este efecto se da tanto para los contratos bilaterales como para la bolsa.

En esta alternativa no habría cambios en las reglas del despacho ni en los mecanismos existentes como el cargo por confiabilidad – CxC; esto último implica que los precios ofertados se alejen de los costos reales de generación, agregando cargos como el del Costo Equivalente Real de la Energía – CERE, que remunera el valor del CxC.

En la Ilustración 7.1 se esquematiza el impacto que se tendría en la definición del precio de bolsa, según cómo está reglamentado en Colombia, una mayor oferta de FNCER de bajo costo en comparación con alternativas convencionales. Caso que aplica en los momentos en que se cuente con la suficiente disponibilidad de FNCER. En los casos en que haya menor disponibilidad, como en las horas en que no se cuente con recurso solar, si bien no se espera un impacto como el referido en la Ilustración 8.1, la mayor disponibilidad de recurso hidroeléctrico puede seguir desplazando alternativas más costosas, al punto de mantener o reducir los precios definidos para cada hora.

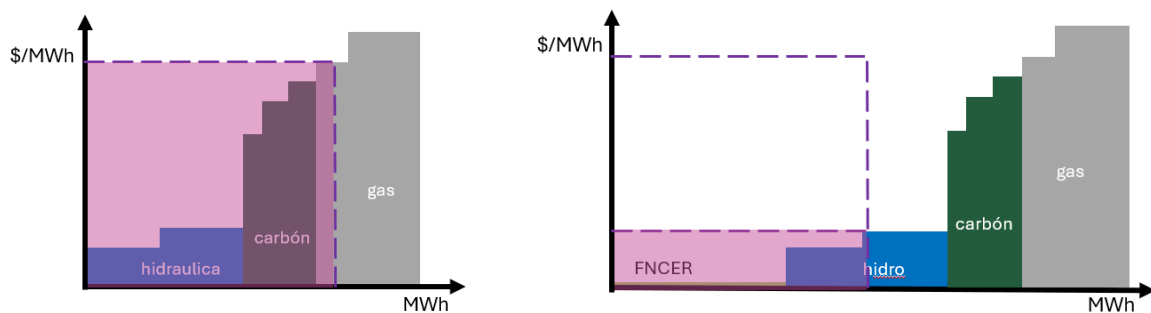


Ilustración 7.1: Comparación entre la composición del mercado para la fijación de precios según orden de mérito para la situación actual y un escenario probable de alta penetración de FNCER de menor costo de generación.

Fuente: elaboración propia.

## Ruta 2 – Transición

En esta opción se plantean cambios graduales en las condiciones del mercado originadoras de distorsiones. El mercado, gracias a más y mejores mecanismos de contratación de largo plazo, empieza a migrar a un esquema en el que los precios se fijan con base en costos operativos fijos y variables, priorizando la remuneración de las inversiones realizadas y costos incurridos de los proyectos, a la vez que se reducen las instancias especulativas y se fortalecen las realistas.

Para este fin, se asume una mayor participación de contratos en la gestión de compras de los comercializadores. El nuevo esquema de remuneración basado en costos permite conservar la confiabilidad del sistema sin la necesidad de nuevas subastas para el CxC, pero respeta las obligaciones existentes, generando una reducción en el CERE como resultado de un menor monto total a remunerar en la medida que van venciendo las obligaciones existentes como se evidencia en la Ilustración 7.2.

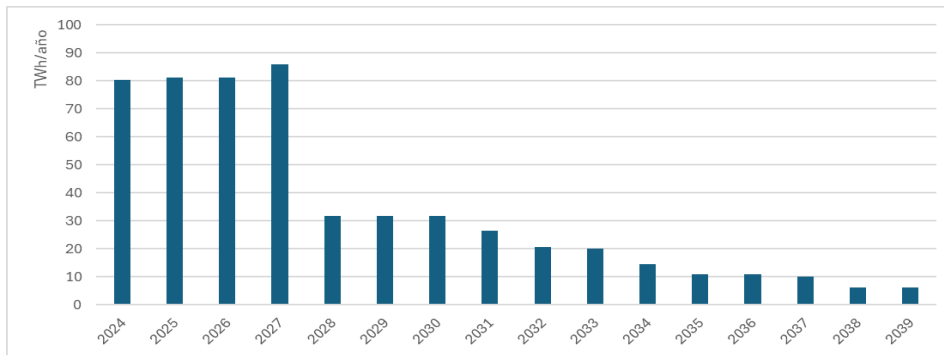


Ilustración 7.2 Obligaciones de Energía Firme con base en la última subasta del CxC. Fuente: XM<sup>28</sup>

### Ruta 3 – Asignación Óptima

Para materializar los resultados propuestos por el estudio realizado entre IVY y POLEN, se requiere plantear, además, un nuevo modelo de mercado y de despacho. Para ello, los mecanismos existentes como la bolsa de energía y el CxC no tendrían utilidad, por lo que se requeriría unificar los mecanismos de contratación y que exista un único comprador para evitar las asimetrías entre mercados y garantizar que se puedan remunerar debidamente a todos los agentes en función de los servicios que ofrezcan al sistema.

Un despacho económico óptimo de los recursos de generación como el planteado en este estudio conlleva a una remuneración basada en costos fijos y variables, según sea el caso de cada tecnología, generando eficiencias en los costos a la vez que se garantiza la confiabilidad del sistema, conservando plantas necesarias para atender contingencias con su respectiva remuneración necesaria. Esto plantea una alternativa al CxC desde la neutralidad tecnológica.

### 7.5. Resultados

Los ahorros que se podrían generar en el sistema se obtienen al comparar los diferentes costos de abastecimiento energético de la demanda. En Colombia, el costo actual de abastecer la demanda de energía se puede calcular a partir de los montos totales liquidados en el Mercado Eléctrico Mayorista – MEM descontando los cargos administrativos. En comparación, un modelo de despacho económico óptimo como el propuesto en este estudio puede generar ahorros máximos para el sistema del orden de 40 de billones de pesos en sus primeros años, hasta 76 billones de pesos al final del periodo del ejercicio, como se muestra en la Ilustración 7.3 en donde los valores están en precios constantes de 2025. Se agrega una ruta de referencia BAU que mostraría el costo total de abastecimiento si el crecimiento de los costos de la energía fuera igual al de la economía colombiana.

<sup>28</sup> XM. (2025). XM informa los resultados de las subastas de reconfiguración de compra para las Obligaciones de Energía Firme, OEF, en los periodos 2025–2026, 2026–2027 y 2027–2028. Recuperado de

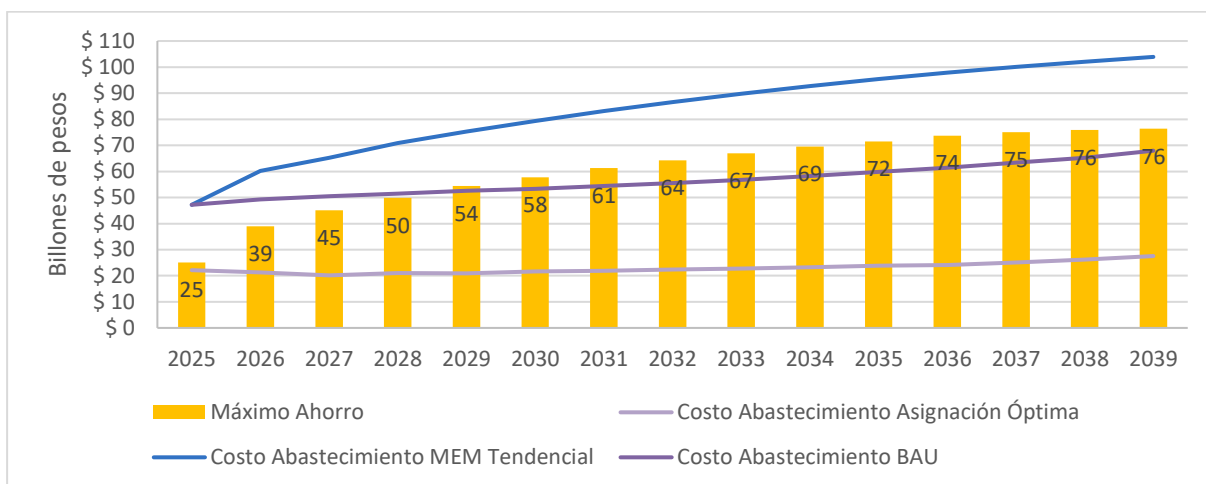


Ilustración 7.3 Proyección Costo Total de Abastecimiento basado en proyecciones de demanda de la UPME, montos totales liquidados del MEM. Fuente: elaboración propia a partir de XM<sup>29</sup> y UPME.<sup>30</sup>

Para mejor entendimiento del impacto que suponen las diferentes rutas propuestas, el análisis se lleva al Costo Unitario – CU y los componentes más sensibles a los cambios planteados. El principal impacto será en el componente de generación (G). En la Ilustración 7.4 se muestra el comportamiento de este componente para cada una de las rutas propuestas, en precios constantes. Los supuestos considerados para obtener los resultados se detallan en el ANEXO 1.

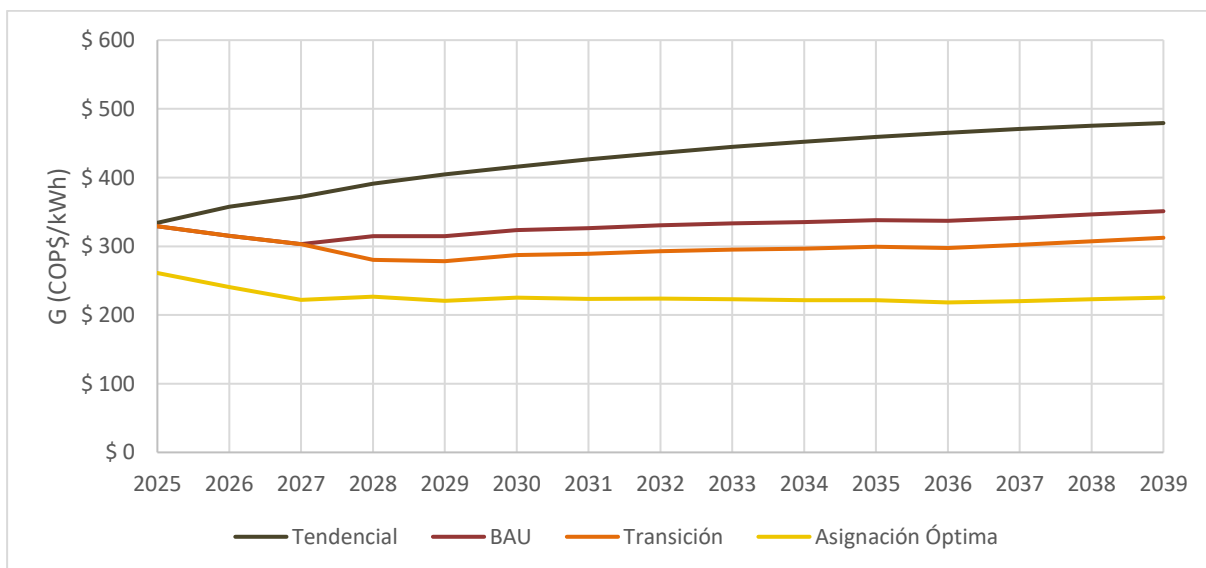


Ilustración 7.4 Proyección valores del componente G para las diferentes rutas. Fuente: elaboración propia.

En el caso de la ruta de Asignación Óptima se evidencia que, de haberse implementado hoy con las modificaciones propuestas, se tendría una reducción de aproximadamente 22% en el valor del componente. Adicionalmente, esta ruta presenta una tendencia de reducción de costos en el tiempo, en comparación con la línea base que presenta una

<sup>29</sup> XM S.A. E.S.P. (2025). Montos liquidados del Mercado de Energía Mayorista (MEM). Recuperado de <https://sinergox.xm.com.co/trpr/Paginas/Informes/MontosLiquidadosMEM.aspx>

<sup>30</sup> Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2025, febrero). Proyecciones de demanda de energía eléctrica 2025-2039 [Informe técnico]. Ministerio de Minas y Energía. Recuperado de [https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones\\_de\\_demanda\\_2025-2039\\_v4.pdf](https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_demanda_2025-2039_v4.pdf)

tendencia creciente aún en precios constantes, produciendo un ahorro potencial cercano al 53% entre estas dos rutas hacia el 2039. Así mismo, se podría producir un ahorro de hasta el 36% contra una ruta en la que se dé una incorporación masiva de renovables sin que se realicen los ajustes necesarios en las normas y reglas que permitan traducir todos los beneficios de las FNCER al sistema.

### 7.6. Impacto en el Costo Unitario – CU

Los usuarios tienen un relacionamiento con la energía eléctrica principalmente a través de la factura, en donde el CU es la base para el cálculo de la tarifa que determina el valor total a pagar por el consumo. Procurando traducir los resultados a un lenguaje común para la sociedad, en la Ilustración 7.5 se muestran los resultados calculando el CU bajo las diferentes rutas. Para este ejercicio se considera un mercado “neutral” como el de EPM en Antioquia, sin marcos regulatorios excepcionales y sin saldos de opción tarifaria por cobrar.

Es importante resaltar que un impacto en el componente de Generación (G) también genera impactos en otros componentes del CU, especialmente en aquellos cuyo cálculo incluye dicha variable como es el caso de las Pérdidas (PR), por lo que los resultados de las proyecciones del CU no son únicamente producto de considerar los cambios en el componente G. En la Ilustración 7.5 se evidencia cómo las diferentes rutas suponen impactos con diferentes grados de transición, en el que el escenario de Asignación Óptima representa los mayores beneficios, pudiendo representar ahorros cercanos al 10% si fuese posible su implementación inmediata y de aproximadamente 29% en el último periodo del ejercicio (2039) en comparación con la ruta Tendencial.

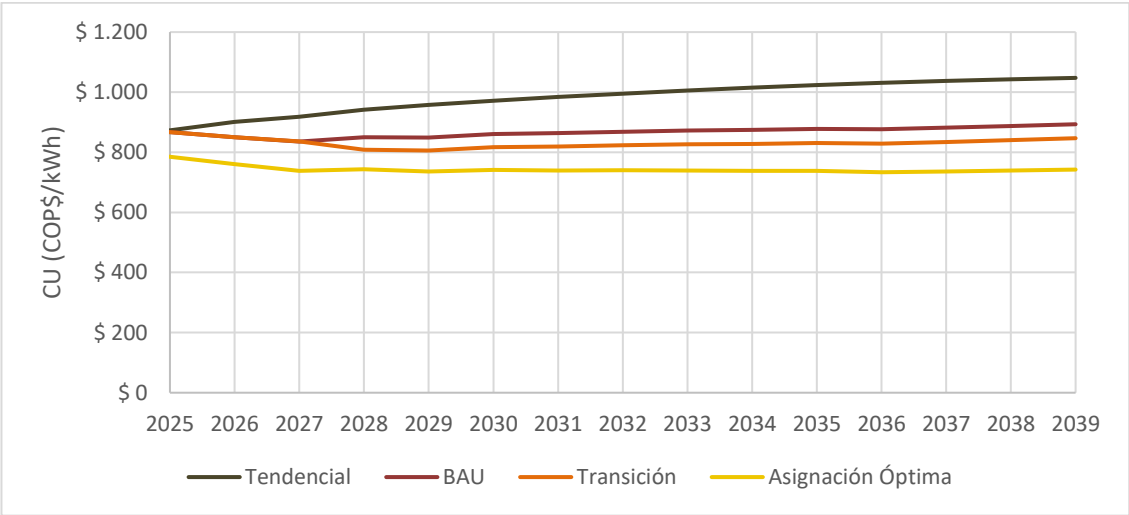


Ilustración 7.5. Proyección valores del Costo Unitario – CU para las diferentes rutas, considerando el mercado de comercialización de EPM en Antioquia. Fuente: Elaboración propia a partir de SSPD.<sup>31</sup>

<sup>31</sup> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). (2025). Tarifas del servicio de energía eléctrica en Colombia. Recuperado de <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>

Desagregando los componentes del CU y realizando una comparación entre el primer año del ejercicio (2025) y el último (2039), la Ilustración 7.6 muestra cómo las diferentes rutas generan esta reducción en el CU en precios constantes. La ruta de Asignación Óptima genera las mayores reducciones, al punto de que sería esperado una mayor contribución del componente de Distribución (D) al CU que el de Generación (G).

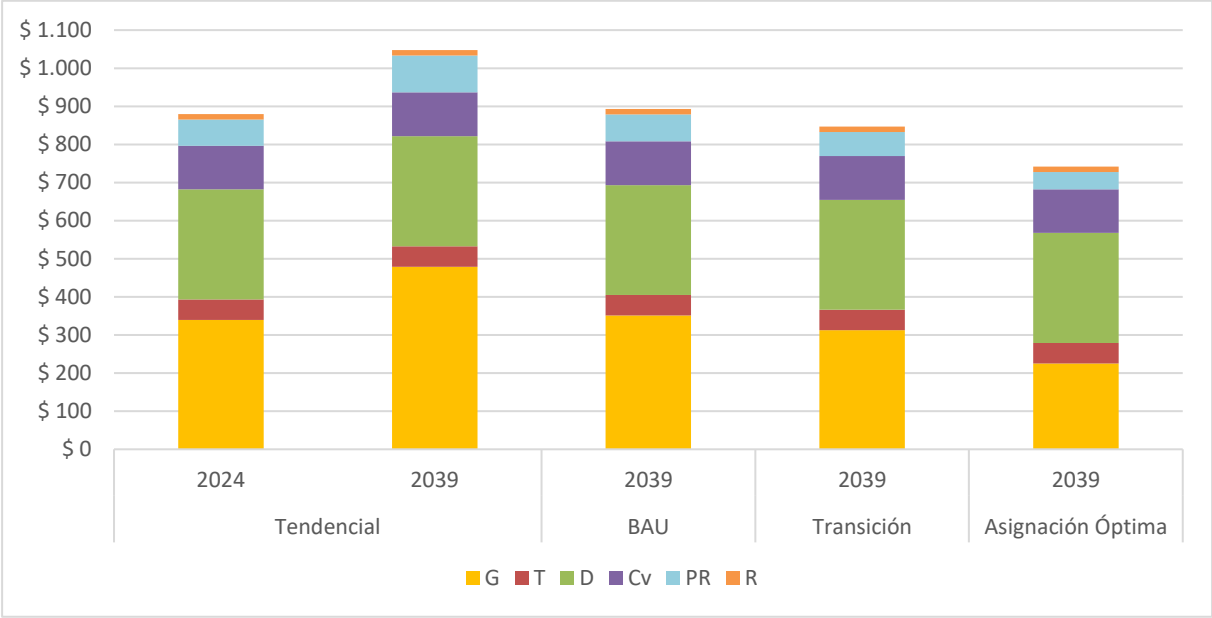


Ilustración 7.6. Proyección componentes del Costo Unitario - CU para las diferentes rutas, considerando el mercado de comercialización de EPM en Antioquia. Fuente: elaboración propia a partir de SSPD<sup>32</sup>

## 8 Estrategia de Implementación

El estudio confirma que la expansión óptima del sistema eléctrico colombiano es la de menor costo, la más limpia y la que permite potencialmente reducir las tarifas a los usuarios. Sin embargo, lograrlo no es automático: exige una estrategia de implementación cuidadosa, que combine secuencia, condiciones habilitantes, ajustes regulatorios y un uso más eficiente de la infraestructura existente.

### 8.1. Principios rectores y secuencia de la transición

El primer paso es acelerar la integración de fuentes eólicas y solares en las proporciones definidas en el plan óptimo. Estos ingresos son la condición básica para que la transición sea viable: sin ellos no será posible reducir costos, garantizar seguridad ni retirar plantas térmicas.

En paralelo, debe quedar claro que no es factible retirar plantas de carbón sin el ingreso previo de la cantidad de renovables necesarias para reemplazarlas. Cada salida térmica debe estar asociada a “condiciones habilitantes”, es decir, a un paquete de incorporaciones y refuerzos técnicos que aseguren su viabilidad: ingreso de renovables

<sup>32</sup> Op. Cit. 31

en la región correspondiente, refuerzos de transmisión y disponibilidad de tecnologías de soporte dinámico como grid-forming o compensación síncrona.

Un punto crítico es que, si no se acelera la incorporación de renovables variables, se mantendrán las presiones para construir nuevas plantas térmicas, lo que perpetuaría durante décadas un sistema subóptimo, más caro, más contaminante y con imposibilidad de reducir tarifas.

## 8.2. Condiciones habilitantes para el retiro del carbón

La transición hacia un sistema de menor costo y más renovable debe plantearse como un proceso con puertas de habilitación. Cada retiro de una planta a carbón exige previamente:

- La entrada de nueva capacidad renovable en los nodos y regiones definidos en el plan óptimo.
- La ejecución de refuerzos de transmisión que permitan evacuar esa energía y mantener la confiabilidad.
- La incorporación de recursos que aseguren estabilidad en frecuencia, inercia y voltaje mediante tecnologías probadas.
- Una lógica de despacho donde la generación renovable opere en la base y la hidráulica de embalse, junto con algunas plantas térmicas flexibles, sigan la variabilidad de la demanda diaria.

De esta forma, los retiros se realizan de manera planeada, ordenada y con respaldo técnico, eliminando costos fijos innecesarios y habilitando la reducción de tarifas.

## 8.3. Ajustes regulatorios y de mercado

El éxito de este proceso depende tanto de la infraestructura como de la capacidad del mercado y la regulación para reconocer las ventajas de las renovables. Hoy el sistema eléctrico colombiano mantiene un sesgo estructural hacia el modelo hidro-térmico tradicional, que genera distorsiones y costos evitables.

Se requieren ajustes regulatorios en tres frentes:

- Modernización del despacho: que las renovables variables constituyan la base del sistema, con reglas claras para el rol de la hidráulica y de la térmica flexible.
- Revisión de contratos y del cargo por confiabilidad: evitar que plantas térmicas con baja utilización continúen capturando altos costos fijos que terminan trasladándose a los usuarios.
- Diseño de servicios complementarios: remunerar adecuadamente los aportes de renovables, almacenamiento y tecnologías de soporte dinámico en frecuencia e inercia, eliminando el sesgo a favor de las máquinas sincrónicas tradicionales.

Estos cambios permitirán alinear los incentivos económicos con la trayectoria de menor costo, asegurando que los beneficios de la transición lleguen a los consumidores en forma de tarifas más bajas.

#### 8.4. Operación óptima del sistema

El modelo muestra que la operación óptima exige un uso más eficiente de la infraestructura existente, en particular de la hidráulica de embalse. Hoy el sistema presenta ineficiencias en la gestión del agua, lo que se traduce en mayores costos. La estrategia de implementación debe priorizar la optimización del despacho hidráulico y el ajuste de las reglas operativas para maximizar su aporte en un contexto con alta participación de renovables variables.

Las simulaciones confirman que, con las condiciones habilitantes adecuadas, el sistema mantiene sus niveles de confiabilidad y estabilidad dinámica. Cuando surgen contingencias o escenarios de estrés, la solución está en refuerzos específicos de red y en la incorporación de recursos de soporte, no en nueva capacidad térmica.

#### 8.5. Hoja de ruta indicativa

- **Corto plazo:** acelerar conexiones de proyectos eólicos y solares; ejecutar refuerzos de transmisión críticos; definir la ubicación e instalación progresiva de tecnologías de soporte; ajustar las reglas de despacho y contratación.
- **Mediano plazo:** no renovar contratos de carboeléctricas al vencimiento; aplicar puertas de habilitación que condicionen cada retiro al ingreso previo de renovables y refuerzos asociados; monitorear indicadores de confiabilidad y estabilidad.
- **Próxima década:** incorporar almacenamiento únicamente cuando los costos y la señal económica lo justifiquen, evitando sobreinversiones prematuras.

La implementación no debe entenderse como un cambio abrupto, sino como una secuencia clara: primero ingresar las renovables necesarias, luego retirar el carbón con condiciones habilitantes, en paralelo ajustar la regulación y optimizar la operación del sistema. Este es el camino para que Colombia consolide un sistema eléctrico de menor costo, confiable y limpio, que reduzca tarifas a los usuarios, minimice riesgos y habilite un futuro energético sostenible.

## 9 Conclusiones

Los modelos de optimización de la expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los estudios de estabilidad dinámica realizados demuestran, a través de un análisis cuantitativo detallado, que la trayectoria de expansión óptima del sistema se fundamenta en la incorporación progresiva de fuentes renovables variables.

El sistema mostró capacidad para cubrir la demanda sin racionamientos incluso en años secos, utilizando embalses estratégicamente y manteniendo un despacho térmico limitado, lo que confirma su robustez operativa con alta renovabilidad.

Los resultados confirman que es posible mantener la operación dentro de los criterios técnicos establecidos tanto por el regulador como por el operador del mercado eléctrico, incluso bajo escenarios de alta penetración renovable y que el mix de generación resultante es el de menor costo permitiendo una reducción potencial de las tarifas eléctricas de los consumidores.

Los resultados de las simulaciones detalladas permiten concluir, con total seguridad y sólido sustento técnico, que el sistema eléctrico colombiano está en capacidad de avanzar hacia una transición acelerada con alta penetración de fuentes renovables variables, sin comprometer su seguridad operativa, alcanzando al mismo tiempo una mayor eficiencia en el uso de los recursos energéticos y menores costos. La expansión óptima del sistema con alta participación de energías renovables variables asegura el mix de generación de menor costo.

### 9.1. Expansión óptima del sistema

El modelo SimSEE determinó una expansión óptima del sistema eléctrico colombiano que incorpora 9,3 GW de capacidad solar y 7,3 GW de capacidad eólica onshore adicionales a las existentes en 2023, distribuidas entre los puntos de conexión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esta configuración fue seleccionada entre múltiples alternativas evaluadas, garantizando el abastecimiento de la demanda proyectada al menor costo esperado y bajo criterios de confiabilidad y estabilidad del sistema.

A partir de esta optimización se desarrolló una re-optimización que considera la salida programada de las plantas a carbón al finalizar su vida útil (últimos retiros hacia 2035). En esta nueva configuración se adicionan 1,4 GW eólicos al mix originalmente proyectado, evidenciando que el sistema puede sustituir la generación térmica a carbón sin comprometer la estabilidad ni la seguridad operativa.

### 9.2. Mix de generación, capacidad instalada y costos

En la optimización original que mantiene el parque térmico inalterado, el mix de generación proyectado para 2038 es: 46,7 % hidroeléctrica, 29 % eólica, 16,7 % solar, 7,3 % térmica y un pequeño remanente a biocombustibles.

En la re-optimización, que incorpora la salida de las carboeléctricas, la renovabilidad del sistema llega a alcanzar el 95 % (44,5% hidro, 34,5% eólica y 15,8% solar) y menos de un 5 % de generación térmica remanente utilizado como respaldo en condiciones críticas. En esta opción de salida programada de la capacidad instalada en carboeléctricas la potencia total instalada del sistema al año 2038 supera los 40 GW, consolidando una matriz eléctrica altamente renovable y con mínima dependencia de combustibles fósiles.

Las plantas térmicas, que representarían entre el 7 % y el 5 % de la energía generada (dependiendo si se mantiene el parque carboeléctrico o se pauta la salida programada), concentrarían entre el 40% y el 21% de los costos totales respectivamente debido a sus altos costos fijos y operativos.

La generación térmica actúa como un “seguro de alto costo”, necesario para la seguridad del sistema, pero cuya eliminación completa no resulta factible. En consecuencia, aunque las térmicas solo aportan una fracción marginal de la energía, representan en el caso de mantener el parque térmico inalterado el **40 % del costo total** de abastecimiento.

### 9.3. Tecnologías seleccionadas y no seleccionadas

Por su alto costo nivelado y desafíos operativos, el modelo no selecciona la incorporación de eólica offshore ni nuevas plantas térmicas dentro del horizonte temporal analizado.

El análisis de precios y costos marginales identificó que un banco de baterías no sería una opción costo eficiente previo a 2036. Su incorporación antes de ese horizonte no resulta económicamente óptima.

### 9.4. Consumo de combustibles fósiles

El consumo de carbón se ve reducido a menos de la mitad del consumo actual si se mantiene el parque térmico actual y desaparece al final del período si se optara por una salida programada de la generación a partir de carbón.

En ambos escenarios, el consumo de gas natural del sector eléctrico se reduce de forma significativa con la expansión renovable. Incluso en condiciones de mantenimiento o contingencias extremas, las plantas térmicas operan de manera marginal y de respaldo.

### 9.5. Estabilidad dinámica del sistema

Las simulaciones realizadas ante contingencias de pérdidas abruptas de 300 MW mostraron RoCoF por debajo del umbral crítico de 0,5 Hz/s. El sistema mantiene sincronismo, estabilidad de frecuencia y márgenes de voltaje seguros sin requerir generación térmica adicional.

En condiciones de alta penetración renovable, se observaron variaciones horarias de la demanda neta de hasta  $\pm 2.500$  MW.

La combinación de hidráulica flexible, un bloque mínimo térmico y un vertimiento controlado de renovables permite manejar estas rampas sin comprometer la operación.

La presencia de generación hidráulica flexible y compensación reactiva refuerza la estabilidad.

En los casos donde se identifican vulnerabilidades puntuales, se proponen medidas correctivas como la instalación de condensadores síncronos o shunt y refuerzos puntuales y específicos del sistema de transmisión.

El uso de plantas rotantes en puntos estratégicos permitiría además compensar la pérdida de inercia derivada de la salida térmica. En todos los casos analizados, el SIN conserva estabilidad dinámica en la escala del segundo.

## 9.6. Emisiones de GEI

Las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducen en aproximadamente 70 % en la optimización original y hasta 85 % en la re-optimización con salida de carboeléctricas, respecto al promedio de la última década. Esta reducción es coherente con los compromisos internacionales del país y permite proyectar una casi completa descarbonización de la matriz eléctrica colombiana, incluso bajo condiciones hidrológicas adversas.

## 9.7. Impacto tarifario

El principal impacto en el Costo Unitario (CU) derivado de una mayor eficiencia asignativa lograda por la expansión y operación óptima del sistema se da en el componente de Generación (G). El grado en que estos beneficios se trasladan a los usuarios depende del mecanismo adoptado para retener y transferir dichas eficiencias. Manteniendo el marco vigente, la incorporación de renovables generaría una reducción del CU pero esta sería menor al potencial y estaría en el entorno del 3 % al 5 %, limitada por distorsiones regulatorias y cargos como el CxC y el CERE. Un mecanismo de transición, con ajustes graduales en las reglas de despacho y remuneración, permitiría reducciones del CU del 8 % al 10 %, reflejando mejor los costos reales de operación. Finalmente, la adopción de un modelo de asignación óptima, que remunera cada tecnología según sus costos de inversión y operación, capturaría plenamente las eficiencias logradas en la expansión óptima, reduciendo alrededor del 20 % el componente G y hasta un 15 % el CU, con beneficios directos para los consumidores en forma de tarifas más bajas.

## 9.8. Ajustes regulatorios y operación óptima del sistema

El sistema eléctrico colombiano mantiene un sesgo hacia el modelo hidro-térmico tradicional, lo que genera ineficiencias y costos evitables. Superar este sesgo requiere modernizar el despacho para que las renovables sean la base del sistema, revisar contratos y el cargo por confiabilidad, y rediseñar los servicios complementarios para valorar adecuadamente las renovables, el almacenamiento y el soporte dinámico.

La operación óptima demanda un uso más eficiente de la hidráulica de embalse. Hoy existen ineficiencias en la gestión del agua que elevan los costos. Se deben ajustar las reglas operativas y de despacho hidráulico para maximizar su aporte en un sistema con alta participación renovable.

## Anexo 1: Análisis de impacto tarifario

El Sector Eléctrico Colombiano – SEC es operado bajo las bases establecidas por la Constitución Política de 1991, las Leyes 142 y 143 de 1994, y los posteriores decretos del Ministerio de Minas y Energía y Resoluciones de la CREG, estas dos últimas han dado forma comercial y técnica a las diferentes actividades necesarias para garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Resoluciones de la CREG, como la 024 y 025 de 1995, parte integral del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN, sentaron las condiciones para el Mercado Eléctrico Mayorista – MEM y para el Código de Redes, respectivamente. Posteriormente, la Resolución 071 de 2006 creó y reglamentó el cargo por confiabilidad, y en la Resolución 119 de 2007 estableció la fórmula tarifaria general para el servicio de energía eléctrica, definiendo los componentes que hacen parte del costo unitario de prestación del servicio.

Este marco normativo es el que ha dado forma al SEC que tenemos hoy en Colombia, en donde las modificaciones y actualizaciones se han realizado sobre estas bases planteadas, exponiendo que las nuevas tecnologías se han tenido que adaptar a instrumentos que llevan entre 20 y 30 años de creación, y no al revés, dificultando y retrasando la traducción de los beneficios que pueden ofrecer alternativas energéticas más sostenibles y económicas al SIN, a los usuarios y al país.

En esfuerzos por promover la descarbonización de la matriz energética colombiana, a la vez que se promueven alternativas tecnológicas más eficientes, económicas y sostenibles, POLEN e IVY proponen una nueva alternativa de concebir la matriz eléctrica colombiana, garantizando la confiabilidad del sistema, atender la creciente demanda, optimizar la infraestructura existente y reducir los costos del sistema, lo que se traduce en menores costos para los usuarios. En este documento se busca presentar el impacto económico para el SEC, así como su traducción en el impacto tarifario para los usuarios del servicio público de energía eléctrica en Colombia.

### Contexto:

#### - Tarifas de energía eléctrica

Los costos de operar el sistema eléctrico se traducen en las tarifas que pagan los usuarios, en donde se integran todas las actividades que hacen parte de la cadena de valor. La fórmula tarifaria general fue establecida en la Resolución 119 de 2007 de la CREG. A continuación, se describe brevemente cada uno de los componentes, basándose en el Concepto 2180 de 2009 de la CREG:

*Ecuación 1 Fórmula tarifaria general definida en la Resolución 119 de 2007 por la CREG.*

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

Generación (G): representa el costo de compra de la energía que realiza el comercializador en el Mercado Mayorista. Su variación está sujeta a los precios de la Bolsa de Energía (mercado de energía eléctrica en donde se tranza diariamente toda

la energía necesaria para abastecer a los usuarios conectados al Sistema de Transmisión Nacional) y a los precios de los contratos bilaterales de suministro de largo plazo con destino al mercado regulado que los comercializadores suscriben tras adelantar convocatorias públicas.

Transmisión (T): representa el costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), que se refiere a la red de alta tensión que abarca una gran parte del país y que se usa para transportar la energía eléctrica a grandes distancias desde los generadores hasta los centros de consumo.

Distribución (D): representa el costo por el uso del sistema de distribución, que está compuesto por todos los elementos como conductores, transformadores, y postes utilizados para llevar la energía eléctrica desde el STN hasta los usuarios finales.

Comercialización (Cv): representa los costos variables en que incurren los comercializadores para atender a los usuarios finales, incluyendo los costos directamente relacionados con la actividad, costos financieros de garantías, gestión de cartera y otros cargos regulados asociados al sistema eléctrico.

Pérdidas (PR): representa el costo incurrido por la compra y transporte de la energía que debe producirse pero que no se puede facturar a los usuarios, y también los costos de los programas de reducción de estas pérdidas, que siempre están presentes en la distribución de energía eléctrica. La fórmula con la que se calcula contiene el componente G, entre otras variables, por lo que su valor también está sujeto a cambios en dichas variables.

Restricciones (R): remunera los costos por restricciones y otros servicios asociados con generación. Estas restricciones son básicamente mayores costos en los que se incurre en la operación del sistema, debido, por ejemplo, a la necesidad de que en un determinado momento un generador más costoso genere en respuesta a requerimientos para una operación segura del STN o en razón a que la energía producida por los generadores más baratos no se pueda transportar a un determinado lugar por falta de disponibilidad en las redes.

En la Imagen 1 se muestra el comportamiento del Costo Unitario – CU de prestación del servicio de energía eléctrica para un usuario regulado conectado al nivel de tensión 1 en el mercado de comercialización de Air-e (Caribemar), aplicable a los departamentos de Atlántico, Magdalena y La Guajira. Cuando al CU se le aplican los subsidios, contribuciones y otros cargos constituye la tarifa, la cual se puede entender como el valor que debe pagar efectivamente el usuario por cada unidad de energía. Este gráfico permite mostrar el peso de cada uno de los componentes en la tarifa, y cómo las diferentes medidas regulatorias pueden alterar el comportamiento de otros. En síntesis, y sin considerar los componentes que se puedan haber visto afectados por medidas transitorias, la generación constituye la actividad que más peso tiene en el CU, seguido por la distribución, la comercialización, las pérdidas, la transmisión y las restricciones.

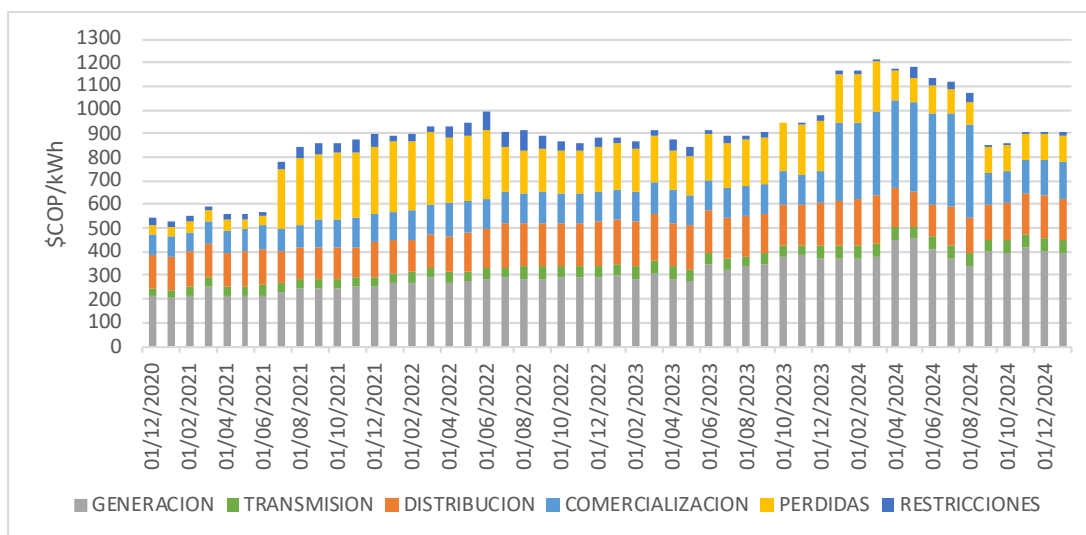


Imagen 1 Comportamiento CU para el mercado de comercialización de Air-e (Caribemar) Fuente: SSPD<sup>33,34</sup>

En la Imagen 2 se agrega otro mercado de comercialización, el de EPM aplicable para el departamento de Antioquia, en el cual se observa que la actividad de distribución cobra más relevancia por la regulación vigente, en la cuál se pueden recuperar las inversiones en función del cumplimiento de indicadores de calidad en la prestación del servicio, que para este caso se presentan mejores indicadores en el mercado de EPM que en el de Air-e. Aún así, la ponderación de los diferentes componentes se mantiene, siendo el orden de relevancia, con algunos periodos de variación, el siguiente: generación, distribución, comercialización, pérdidas, transmisión y restricciones.

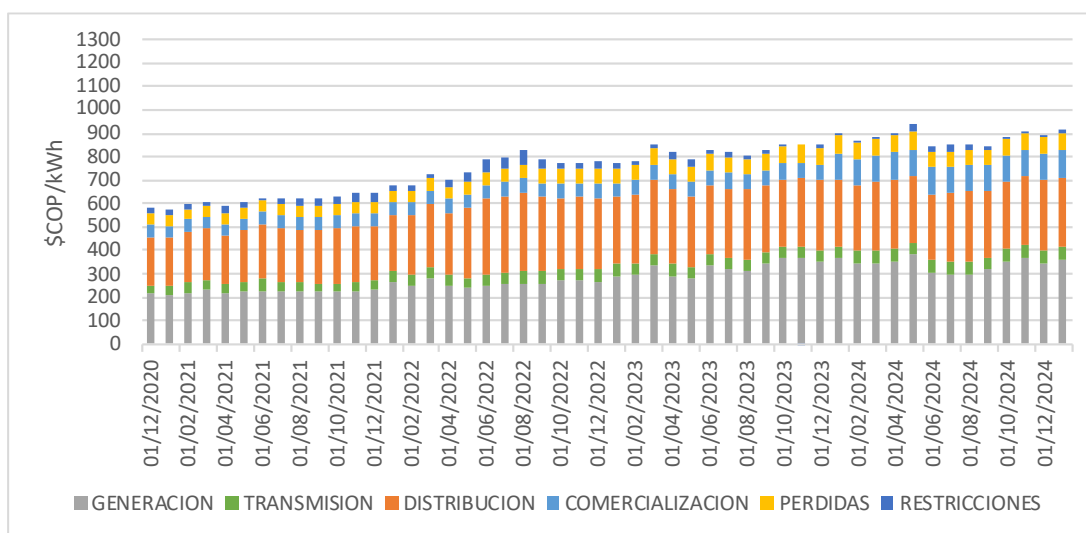


Imagen 2 Comportamiento CU para el mercado de comercialización de EPM (Antioquia) Fuente: SSPD.<sup>35</sup>

33 Op. Cit. 31

34 Op. Cit. 31

35 Op. Cit. 31

- *Generación, Mercado Eléctrico Mayorista y otros servicios conexos a la generación.*

Los costos relacionados con la generación de energía eléctrica no se ven únicamente reflejados en el componente G del CU, existen otros componentes que también están relacionados con la generación de energía eléctrica, por lo que es importante describirlos, entendiendo que modificaciones en las tecnologías y forma en la que se despacha la energía en el SIN, también tendrán impactos en estos componentes.

En general, las compras de energía y los servicios conexos se tranzan en el Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, en donde tanto los contratos bilaterales derivados de convocatorias públicas o subastas, las transacciones realizadas en la bolsa (mercado spot), los despachos fuera de mérito, la regulación automática de generación, los cruces relacionados con el cargo por confiabilidad a través del Costo Equivalente Real de la Energía – CERÉ, entre otros, tienen lugar. Pero en el CU se pueden traducir a través de las componentes de Generación, Pérdidas y Restricciones.

En la Imagen 3 se presentan los montos liquidados en el MEM, en donde se observa el comportamiento y variación del costo total de la energía transada en bolsa, en contratos, los montos liquidados por desviaciones con respecto a las generaciones ideales declaradas, las reconciliaciones positivas por despacho fuera de mérito, los servicios de Regulación Automática de Generación – AGC y los montos liquidados para cubrir los servicios del Sistema de Intercambios Comerciales – SIC, Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC y el Centro Nacional de Despacho – CND. Resalta el comportamiento con tendencia creciente, tanto por una mayor demanda de energía en el SIN, como por el incremento de los precios de la energía en contratos y en bolsa.

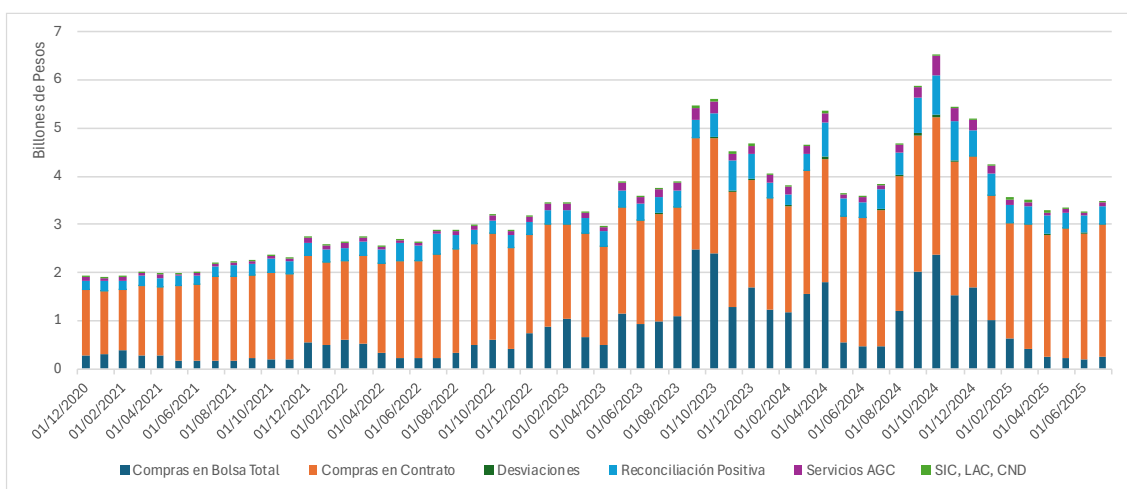


Imagen 3 Montos liquidados en el MEM. Fuente: XM<sup>36</sup>

<sup>36</sup> Op. Cit. 29.

Teniendo presente la naturaleza hidrotérmica de la matriz eléctrica colombiana, en donde estas dos fuentes aún siguen representando más del 90% de la capacidad instalada y más del 95% de la generación de electricidad, resulta necesario comparar el comportamiento de las liquidaciones del mercado con el volumen útil de los embalses, situación que se presenta en la Imagen 4. Permitiendo deducir que el mercado no refleja necesariamente las condiciones físicas y técnicas de operación del SIN, sino mejor una naturaleza predictiva y especulativa con respecto a los recursos naturales en los que se fundamenta el sistema.

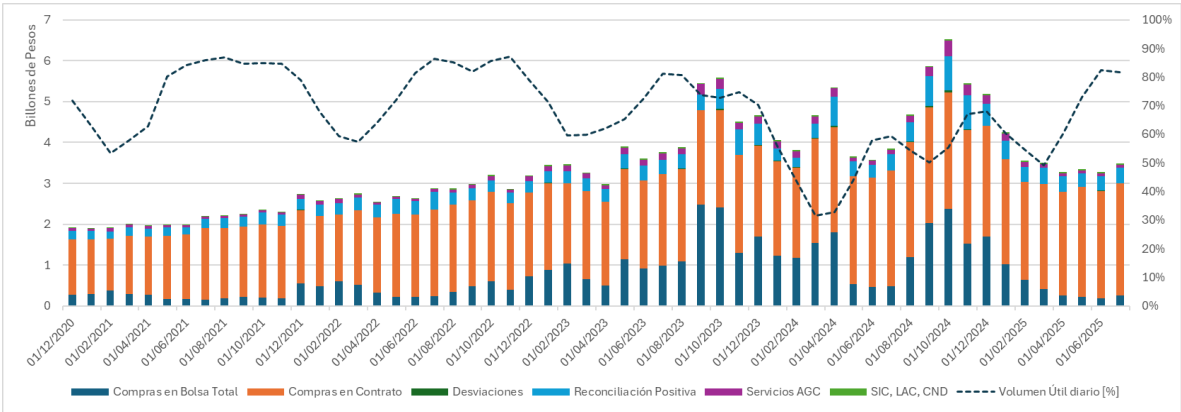


Imagen 4 Montos liquidados en el MEM vs Volumen Útil diario de los embalses. Fuente: XM<sup>37</sup>

Con el ánimo de descartar la posible tesis de que las variaciones determinantes del MEM tienen que ver con la demanda, en la Imagen 5 se comparan los montos liquidados con la demanda de energía eléctrica del SIN. La demanda tiene un comportamiento estable ligeramente creciente, presentando pequeñas variaciones entre meses, principalmente por la cantidad de días que tiene cada uno y por los eventos que moldean el comportamiento de la demanda en Colombia, como por ejemplo las temporadas de vacaciones. Pero más allá de eso, los comportamientos de las dos variables no guardan estrecha relación. En síntesis, el comportamiento del MEM está condicionado principalmente por la oferta comercial de energía y los mecanismos que existen para transarla.

<sup>37</sup> Op. Cit. 29.

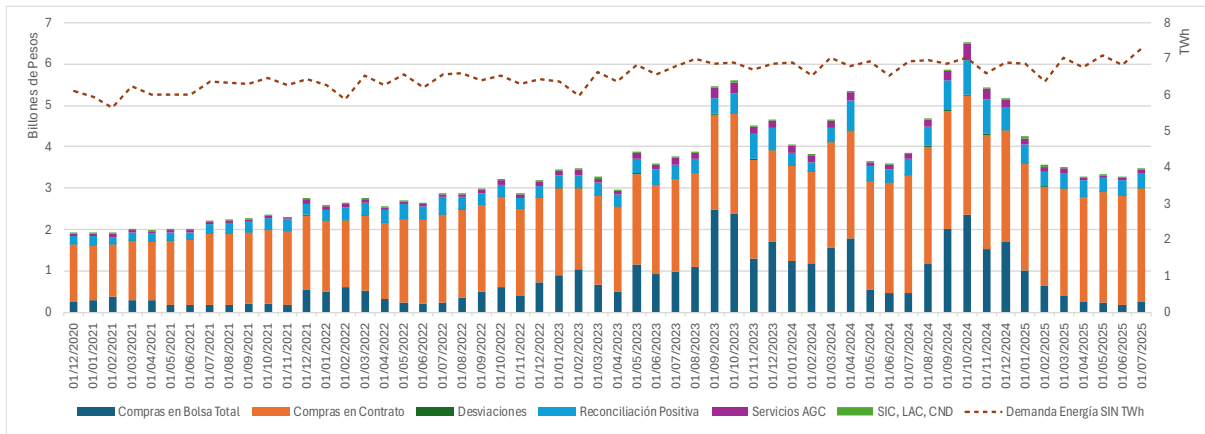


Imagen 5 Montos liquidados en el MEM vs Demanda de energía eléctrica para el SIN. Fuente: XM<sup>38</sup>

En cuanto a los costos de generación, el MEM establece dos mecanismos principales, siendo estos los contratos bilaterales y la bolsa o mercado spot. Los contratos tienen la diferenciación en función del mercado para el cual se firman, pudiendo ser estos el regulado y el no regulado. La Imagen 6, muestra que la tendencia del precio de la energía en contratos presenta una tendencia creciente en donde ambos mercados conservan precios similares y una tasa de incremento anual en los precios de los contratos de 7,83% y 9,25% para el mercado regulado y el no regulado, respectivamente, a lo largo de los últimos 5 años. Mientras que el Precio Ponderado de Bolsa Nacional ha presentado volatilidad y una media muy por encima de los contratos, en donde los periodos de precios bajos no alcanzan a compensar el sobrecosto de los periodos de precios altos, desviándose de los costos reales de operación que deberían asemejarse más a los de los contratos.

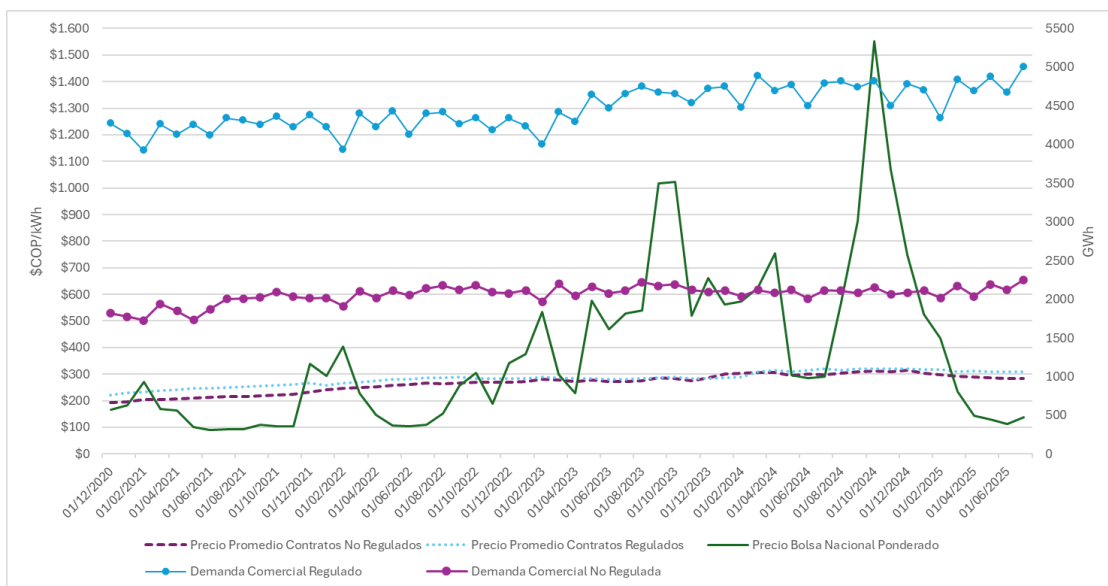


Imagen 6 Precios de energía en contratos y bolsa vs demanda comercial por mercado. Fuente: XM<sup>39</sup>

<sup>38</sup> Op. Cit. 29.

<sup>39</sup> Op. Cit. 29.

Intentando sintetizar el valor unitario que los usuarios deben pagar por el agregado de los servicios relacionados con la generación de energía eléctrica, se divide el total de los montos liquidados en el MEM por la demanda real, la cuál es la que efectivamente llega a satisfacer la demanda del SIN. En la Imagen 7 se muestran los resultados que muestran el comportamiento real de todos los costos relacionados con la generación de energía para los usuarios, sin discriminar por tipo de mercado ni región. El resultado de esta gráfica daría que se tiene, en promedio, un incremento anual del 18,57% para esta métrica, muy por encima del incremento de los contratos bilaterales y de los diferentes índices de precios que aplican para el país.

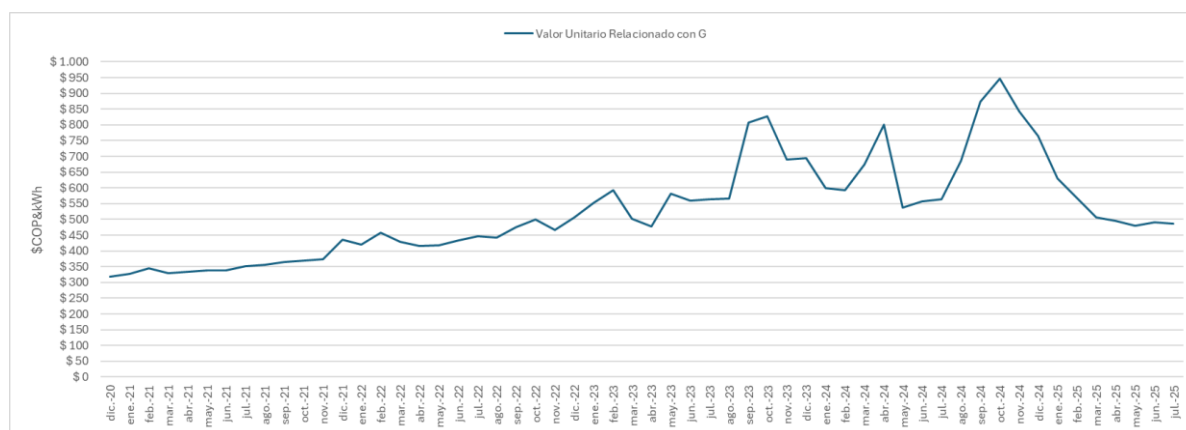


Imagen 7 valor unitario de todos los costos relacionados con la generación de energía liquidados en el MEM.

Fuente: XM<sup>40</sup>

Para obtener los resultados consignados en el informe, además de las consideraciones que fueron descritas de manera explícita, se consideraron las variables económicas y sus proyecciones reportadas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público – MHCP en la más reciente publicación del Marco Fiscal de Mediano Plazo – MFMP, cuyas principales variables se presentan en la Tabla 1.

Variable	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Crecimiento del PIB real (%)	1,6	2,7	3	3,3	3,2	3	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,6	2,6
Crecimiento del PIB nominal (%)	7,7	6,4	6,3	6,4	6,3	6,1	6	6	5,8	5,8	5,7	5,6	5,6
Crecimiento de socios comerciales (%)	2,5	2	2,2	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Balance de cuenta corriente (% PIB)	-1,7	-2,3	-2,5	-2,6	-2,8	-2,9	-3	-3	-2,9	-2,8	-2,8	-2,6	-2,5
TRM promedio (USD/COP)	4.073	4.265	4.408	4.500	4.594	4.690	4.788	4.889	4.991	5.095	5.202	5.310	5.421
Depreciación tasa de cambio (%)	-5,9	4,7	3,4	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Precio del petróleo (Brent, USD)	80,6	67,2	62,3	63,6	64,9	66,1	67,5	68,8	70,2	71,6	73	74,5	76
Producción de petróleo (KBPD)	775	764	757	764	773	760	746	733	731	722	708	711	713
Inflación fin de periodo (%)	5,2	4,5	3,2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

<sup>40</sup> Op. Cit. 29.

<b>Ingresos totales del GNC (% PIB)</b>	16,5	17	18,2	18,2	18,7	19,1	19,3	19,4	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
<b>Gastos totales del GNC (% PIB)</b>	23,2	24,2	24,4	23,1	21,8	22,1	22,2	22,2	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
<b>Balance fiscal del GNC (% PIB)</b>	-6,7	-7,1	-6,2	-4,9	-3,1	-3,1	-2,9	-2,7	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8	-2,8
<b>Balance primario del GNC (% PIB)</b>	-2,4	-2,4	-1,4	-0,3	0,8	0,8	1,1	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1
<b>Tasa de interés local (% promedio)</b>	10,6	10,2	11,1	10,1	9,6	9,1	8,6	8,1	7,9	7,6	7,6	7,6	7,6
<b>Tasa de interés externa (% promedio)</b>	5	4,9	4,9	5	5	5	5	5	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
<b>Deuda neta del GNC (% PIB)</b>	59,3	61,3	63	63,8	63,4	63,2	62,9	62,3	62	61,7	61,6	61,4	61,3
<b>Balance fiscal del GG (% PIB)</b>	-5,8	-6,5	-4,5	-3,1	-1,3	-1,1	-1	-0,9	-0,8	-0,9	-0,9	-1	-0,8
<b>Deuda consolidada del GG (% PIB)</b>	56,6	58,7	59,8	60,1	59,1	58,2	57,6	57,1	56,8	56,5	56,3	56,2	56,1

Tabla 1 Variables Económicas del Marco Fiscal de Mediano Plazo. Fuente: MHCP<sup>41</sup>

<sup>41</sup> Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2025, junio 19). *Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) 2025-2035: hoja de ruta fiscal de Colombia*. <https://www.minhacienda.gov.co/w/este-documento-contiene-la-hoja-de-ruta-fiscal-del-pa%C3%ADs-y-las-proyecciones-econ%C3%B3micas-para-la-pr%C3%B3xima-d%C3%A9cada>



pol·en  
Transiciones Justas

FUNDACIÓN  
IVY

