

Proyección de la demanda de **energía eléctrica y potencia máxima**

2026 - 2040



UPME
Av Calle 26 # 69D – 91 Torre 1 – Piso 9
Bogotá – Colombia
Tel.: +57 6012220601
upme.gov.co

INDIRA CRISTINA PORTOCARRERO OSPINA

Directora General

JOHANNA STELLA CASTELLANOS ARIAS

Subdirectora de Demanda

Subdirección de Demanda

LINDA LILIANA MONDRAGÓN ACOSTA

Profesional Universitario

LUISA FERNANDA BEDOYA VÉLEZ

Contratista

WILLIAM ALBERTO MARTÍNEZ MORENO

Profesional Especializado

ANDRÉS ANDRE CAMARGO BERTEL

Contratista

Diseño y diagramación

DIEGO PEÑARANDA

JUAN MANUEL ZUÑIGA

OLGA LUCÍA ROJAS SOLÓRZANO

República de Colombia - Ministerio de Minas y Energía

Bogotá, julio 2026



Resumen Ejecutivo

En la presente revisión, se destacan los siguientes elementos en cuanto:

Contexto económico y energético nacional e internacional

- a. Los choques externos se transmiten hacia las áreas colombianas principalmente a través de dos mecanismos: el canal financiero interno, con efectos transversales sobre consumo, inversión y actividad económica, y el canal de precios internacionales, con mayor incidencia en regiones con alta participación de actividades extractivas. La evidencia reciente muestra que incluso las regiones petroleras están condicionadas por el ciclo monetario interno.
- b. Las áreas con mayor participación de actividades industriales y de servicios presentan una mayor sensibilidad frente a las condiciones financieras y a los costos energéticos. En estas regiones, los cambios en las condiciones de abastecimiento de gas natural pueden afectar los costos de generación eléctrica y operación empresarial, reforzando la transmisión de los choques externos hacia la economía regional.

Análisis territorial del consumo de energía eléctrica en el sector residencial

- a. El análisis con enfoque territorial muestra que el tamaño de la población y el número de hogares determinan la magnitud del consumo residencial, mientras que las diferencias observadas entre departamentos se explican principalmente por las condiciones climáticas, el tamaño de los hogares y el equipamiento residencial.
- b. La dinámica reciente del consumo residencial evidencia que la formación de hogares constituye uno de los principales factores estructurales para la evolución futura de la demanda. Durante el periodo 2023-2025, el número de hogares presentó un crecimiento medio anual de 2,59 %, superior al crecimiento de la población (0,96 %) y del consumo residencial (1,61 %), reflejando la reducción del tamaño promedio de los hogares y la expansión de las unidades residenciales como principal fuente de crecimiento de la demanda.
- c. La caracterización de los usos finales muestra que la refrigeración constituye la principal carga del consumo residencial, con una participación del 43 %, seguida por la iluminación 15 % y la televisión 13 %, usos que en conjunto representan más del 70 % del consumo. Las diferencias regionales están asociadas principalmente a las condiciones climáticas y al equipamiento disponible en los hogares: el aire acondicionado presenta una mayor participación en la región Caribe, mientras que el calentamiento de agua se concentra en los departamentos del altiplano frío, particularmente Bogotá, Cundinamarca y Boyacá.

- d. La distribución territorial del consumo residencial evidencia retos asociados a la equidad energética en el marco de la Transición Energética Justa. En la mayor parte del país, los estratos 1, 2 y 3 concentran más del 85 % del consumo residencial regulado y, en algunos departamentos de la periferia, superan el 95 %. Esta composición proporciona elementos para analizar los efectos distributivos de los esquemas de subsidios y contribuciones, así como para fortalecer la construcción de escenarios de proyección de demanda con mayor resolución territorial.

Comportamiento observado en la demanda del SIN para el período de enero a marzo de 2026

- a. La demanda acumulada de energía eléctrica del SIN se situó en 21.211 GWh (i.e. 7.070 GWh-mes), lo que representa un crecimiento promedio mensual del 4,42% con respecto al mismo período del año anterior. Es de resaltar que el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM en su informe de mayo de 2026, prevé que el segundo semestre de 2026 esté marcado por un déficit de precipitaciones en gran parte del país, asociado a la probable consolidación del fenómeno de El Niño, con mayores impactos entre agosto y noviembre, especialmente en las regiones Andina y Caribe.
- b. La demanda promedio mensual de energía eléctrica por áreas eléctricas¹ se distribuyó de la siguiente manera: 1.989 GWh-mes para Caribe, 1.731 GWh-mes en Oriente, 1.341 GWh-mes para Suroccidente, 980 GWh-mes en Antioquia, y 983 GWh-mes para Nordeste. En comparación con el mismo período del año anterior, estas áreas registraron crecimientos promedio mensuales del 4,58%, 6,88%, 2,28%, 3,44%, y 3,34%, respectivamente.
- c. La demanda promedio mensual de energía eléctrica para el Mercado Regulado (MR), estuvo en los 4.799 GWh-mes (i.e. 159,93 GWh-día), con un crecimiento promedio mes del 3,68% frente al mismo período del 2025. Por su parte, la demanda promedio mensual del Mercado No Regulado (MNR) se ubicó en los 2.226 GWh-mes (i.e. 74,23 GWh-día), con un crecimiento promedio mes del 5,94% respecto al mismo período del año anterior. Es de mencionar que, el MNR se distribuyó de la siguiente manera: Industrias manufactureras (853,25 GWh-mes), Explotación de minas y canteras (754,86 GWh-mes), Comercio al por mayor y al por menor (107,22 GWh-mes), Administración pública y defensa (63,72 GWh-mes), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (83,73 GWh-mes), y otras actividades (363,51 GWh-mes).

¹ Las áreas eléctricas corresponden a la distribución del Sistema Interconectado Nacional (SIN), definida por efectos operativos y de topología, tanto del Sistema de Transmisión Nacional (STN) como de los Sistemas de Transmisión Regional (STR). Dicha topología es, a su vez, el resultado de la evolución de sistemas previos, en los cuales se identifican geográficamente en el país los centros de consumo y generación, asociados a zonas de desarrollo que, por su cercanía, se han ido interconectando progresivamente.

- d. Para los escenarios de demanda de energía eléctrica del SIN que no incluyen Grandes Consumidores Especiales (GCE²) nuevos, reportados entre octubre de 2025 a marzo de 2026, su Error Cuadrático Medio (MSE) osciló entre el 0,05% y 0,19%. De manera similar, el MSE se ubicó entre el 0,01% y el 0,17% para los escenarios de demanda para potencia máxima del SIN. Es de resaltar que, en cuanto al seguimiento al comportamiento de las proyecciones por áreas eléctricas expuestas en el informe de enero de 2026, han mostrado un MSE menor al 1%, tanto para energía eléctrica como para potencia máxima, lo que evidencia un alto nivel de ajuste entre las proyecciones y los valores observados.

Perspectivas de la demanda del SIN para el período 2026-2040

- a. Se proyecta que la demanda de energía eléctrica y la potencia máxima (excluyendo Grandes Consumidores Especiales nuevos, Movilidad Eléctrica y Generación Distribuida) registren un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,78% y 2,16%, respectivamente.
- b. Con relación a los GCE se reportó que, a partir del 29 de diciembre de 2025, la demanda asociada a la entrada de Argos Tolcementos se incluyó en los reportes de Indicadores de pronósticos oficiales de demanda del operador del sistema XM. Además, durante 2024-2025 ingresaron otros GCE que no se encuentran reportados en los pronósticos oficiales de demanda elaborados por el operador del sistema XM. Esto se debe a que XM únicamente incorpora en sus reportes los GCE conectados al Sistema de Transmisión Nacional (STN), mientras que aquellos vinculados al Sistema de Transmisión Regional (STR) son reportados directamente ante el respectivo Operador de Red (OR). Como son el caso de: a) SierraCol (15 de junio de 2024 - OR ISA Intercolombia S.A. E.S.P.), b) Cementos San Marcos (22 de diciembre de 2023 - OR Celsia Colombia S.A. E.S.P.), c) Cemex Caracolito (21 de septiembre 2024 - OR Celsia Colombia S.A. E.S.P.), d) Puerto Antioquia (30 de abril de 2025 - OR es EPM E.S.P.), y e) EAAR Canoas (21 de octubre de 2025 - OR es ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.).
- c. De otra parte, se incorporan los siguientes ingresos reportados por las empresas y los operadores de red (OR), los cuales realizaron los procedimientos establecidos oficialmente y que fueron aprobados por la Unidad: a) Carga MESSER 110 kV, y b) El Alacrán SC_3044. Adicionalmente, los proyectos Bavaria GF COL - 12 MW, Estación Miraflores (SEMIR) - 25,52 MW y Monterrey Porvenir (ENERGEPO) - 26 MW no adelantaron el proceso de aceptación de la capacidad de transporte dentro de los plazos establecidos en la regulación vigente, ante lo cual la UPME se encuentra estructurando la correspondiente apertura del proceso de liberación de capacidad de transporte.

² GCE: Grandes Consumidores Especiales.

- d. Las proyecciones de demanda asociadas a vehículos eléctricos por áreas geográficas se fundamentan en los resultados obtenidos del Plan Energético Nacional - PEN 2025-2055 (que se encuentra en construcción al momento de la realización de este informe), considerando el escenario de Políticas Declaradas.
- e. Se proyecta que la capacidad instalada acumulada para la Generación Distribuida (GD) en el escenario tendencial UPME continúe en aumento, alcanzando 3.331 MW a 2030 y 7.182 MW a 2040. La información histórica presentada en los informes de proyecciones de demanda es de carácter dinámico, debido a la actualización continua de los reportes realizados por los OR.
- f. Se proyecta que la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima incluyendo GCE, ME y GD_UPME, podrá alcanzar un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 2,99% y 2,46% respectivamente.
- g. Se proyecta que la demanda de energía eléctrica y de potencia máxima incluyendo GCE, ME y GD_PNUMA, podrá alcanzar un crecimiento promedio anual en el escenario medio del 1,93% y 1,45% respectivamente.

CONTENIDO

Resumen Ejecutivo	2
INTRODUCCIÓN	7
1. CONTEXTO ECONÓMICO Y ENERGÉTICO NACIONAL E INTERNACIONAL	9
1.1 Panorama económico colombiano: Respuesta macroeconómica ante los choques externos	9
1.2 Análisis económico por áreas geográficas	13
2. ANÁLISIS TERRITORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL	18
3. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA DEL SIN	25
3.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN	25
3.2 Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas	27
3.3 Comportamiento de la demanda por áreas	30
3.4 Comportamiento de la demanda por mercado en cada área	34
3.5 Comportamiento real vs proyecciones de la UPME	37
4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA	42
4.1 Modelo de proyección anual demanda de energía eléctrica a largo plazo	42
4.2 Resultados	44
4.1.1 Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN	44
4.1.2 Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN+GCE+ME+GD	45
4.1.3 Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN	56
4.1.4 Proyección de la demanda de potencia máxima	57
ANEXOS	59
a. Desviaciones proyección UPME enero 2026 vs demanda real de energía	59
b. Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica a nivel Nacional	62
c. Resultados de proyección de demanda de potencia máxima a nivel Nacional	64
d. Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica por áreas – SIN	66
e. Resultados de proyección de demanda de potencia máxima por áreas - SIN	66

INTRODUCCIÓN

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) pone a disposición del sector la proyección de demanda de energía eléctrica correspondiente al horizonte 2026-2040. El ejercicio estima la evolución esperada del consumo energético nacional a partir de las series históricas de demanda y de las expectativas de crecimiento de la economía colombiana para los próximos quince (15) años. La metodología empleada y el enfoque general de la proyección se mantienen respecto a la versión anterior, incorporando la información más reciente disponible con el propósito de mejorar el ajuste de los modelos y la consistencia de las estimaciones. Con este informe técnico la UPME busca aportar información objetiva que respalde las decisiones de inversión en infraestructura de abastecimiento energético y apoye la toma de decisiones en torno a los proyectos y apuestas prioritarias del sector.

Como parte de esta actualización, el ejercicio incorpora la información observada de la demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) disponible al primer trimestre de 2026, la revisión de los supuestos macroeconómicos y climáticos, así como la actualización de la información asociada a Grandes Consumidores Especiales, movilidad eléctrica y generación distribuida.

De igual manera, presenta el seguimiento al desempeño de las proyecciones publicadas en el informe anterior, cuyos resultados evidencian un alto nivel de ajuste entre los valores proyectados y los observados. En conjunto, estas actualizaciones fortalecen la representatividad de los escenarios de demanda y contribuyen a reflejar de manera más precisa la evolución esperada del consumo de energía eléctrica durante el horizonte de proyección.

Además, se presentan análisis con enfoque territorial que incorporan los temas energéticos y económicos más representativos de las áreas geográficas del país. Inicialmente, se analiza el contexto económico que examina los principales factores macroeconómicos considerados en el comportamiento de la demanda. Este análisis aporta elementos para interpretar la evolución esperada del consumo de energía eléctrica a

INTRODUCCIÓN

partir de la interacción entre la actividad económica, las perspectivas sectoriales y las variables que inciden sobre la demanda nacional.

Adicionalmente, se hace un análisis energético territorial en donde se profundiza sobre el consumo de la electricidad en el sector residencial, con énfasis en las diferencias observadas entre áreas geográficas y estratos socioeconómicos, así como en la caracterización del uso de equipamiento eléctrico en los hogares. Este ejercicio permite profundizar en la comprensión de los patrones de consumo residencial, identificar factores estructurales asociados a su evolución y aportar insumos que enriquecen la interpretación de los resultados de la proyección, reconociendo la importancia de este sector dentro de la demanda nacional de energía eléctrica.

Todos los resultados presentados en este documento se encuentran disponibles para la consulta y la descarga a través de nuestra página web del Sistema de Información Minero Energético Colombiano - SIMEC, en la sección de Planeación Energética en el apartado denominado Proyecciones de demanda, cuyo enlace electrónico es:

https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/proyeccion_de_demanda/

1. CONTEXTO ECONÓMICO Y ENERGÉTICO NACIONAL E INTERNACIONAL

1.1 Panorama económico colombiano: Respuesta macroeconómica ante los choques externos

La evolución de las principales variables macroeconómicas durante el período 2015-2026 refleja la forma en que la economía colombiana respondió a los cambios registrados en los mercados internacionales de hidrocarburos. En particular, la interacción entre el precio internacional del petróleo, la tasa de cambio, la inflación y la política monetaria constituye uno de los principales mecanismos de transmisión de los choques externos hacia la actividad económica nacional.

La evolución conjunta del precio del crudo Brent y de la Tasa Representativa del Mercado (TRM) evidencia una relación consistente con la dependencia de la economía colombiana de las exportaciones de hidrocarburos. Los cambios en el precio internacional del petróleo han incidido históricamente sobre el flujo de divisas asociado a las exportaciones energéticas, generando efectos sobre la tasa de cambio y las condiciones macroeconómicas internas.

No obstante, el efecto de los choques internacionales sobre la economía colombiana no se limita al comportamiento de la tasa de cambio. Las variaciones en los precios internacionales de los energéticos también inciden sobre la inflación, particularmente a través del incremento en los costos de producción, transporte y generación de energía, lo que determina la respuesta de la política monetaria.

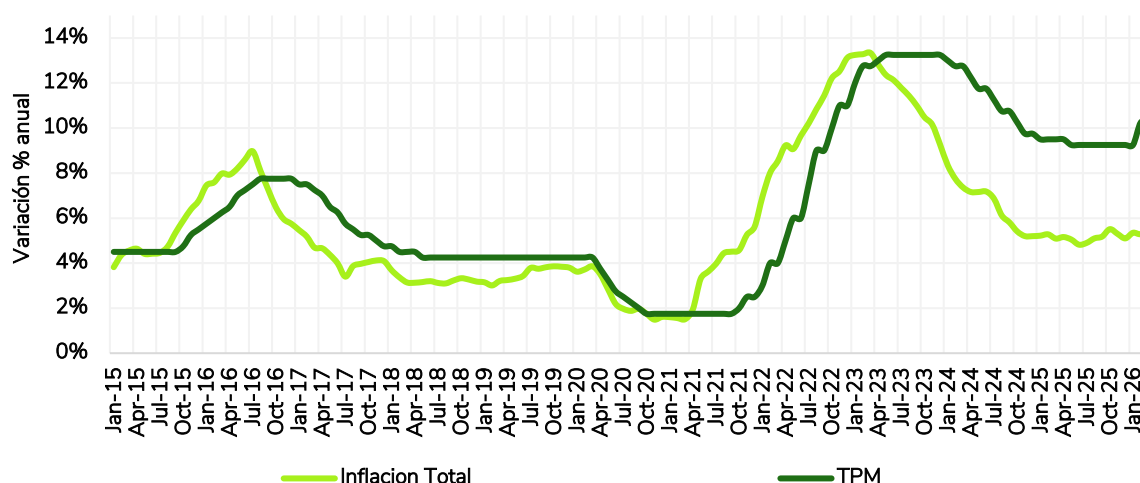
La Gráfica 1 presenta la evolución de la inflación anual y de la Tasa de Política Monetaria (TPM) definida por el Banco de la República durante el período 2015–marzo de 2026. Entre 2015 y 2016 la inflación se acercó al 9 %, principalmente como consecuencia de la depreciación del peso y del incremento de los precios de los bienes importados, situación que condujo al Banco de la República a elevar la TPM hasta niveles cercanos al 8 %. Posteriormente, la convergencia gradual de la inflación hacia la meta permitió reducir la tasa de intervención, la cual permaneció alrededor del 4% durante 2018 y 2019.

El período comprendido entre 2021 y 2023 corresponde al episodio inflacionario más significativo de la última década. La inflación anual alcanzó un máximo cercano al 13,2% en marzo de 2023,

impulsada por la combinación de choques de oferta internos y externos, entre ellos las restricciones logísticas, el incremento de los precios internacionales de los alimentos y de los insumos agrícolas, así como los efectos asociados al conflicto entre Rusia y Ucrania. En respuesta a este escenario, el Banco de la República implementó un ciclo de endurecimiento monetario, elevando la TPM desde 1,75% en 2021 hasta un máximo de 13,25% en 2023.

A partir de 2024 se observa el inicio de un proceso gradual de reducción de la tasa de política monetaria, en la medida en que la inflación inició una trayectoria descendente. Sin embargo, la velocidad del proceso de normalización ha sido moderada, reflejando la persistencia de presiones inflacionarias y la necesidad de consolidar la convergencia de la inflación hacia la meta establecida por el Banco de la República.

Gráfica 1. Comportamiento mensual TPM e Inflación³⁴



Fuente: UPME con base en datos DANE & BanRep, 2026.

Desde la perspectiva del consumo energético, la evolución de la actividad económica y de la demanda de energía muestra un comportamiento diferenciado entre la electricidad y el gas natural (ver Gráfica 2). Durante el período 2016–20261Q, el Producto Interno Bruto registró un crecimiento promedio anual de 2,6%, mientras que la demanda de energía eléctrica presentó una variación promedio de 2,9%, evidenciando una trayectoria consistente con la evolución de la actividad económica nacional. Por su parte, la demanda de gas natural registró un crecimiento promedio anual de 0,7%, reflejando una dinámica menos favorable durante el período analizado.

³ Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. (2026). "Índice de Precios al Consumidor (IPC)". En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc> (Consulta: marzo 26 de 2026).

⁴ Banco de la República (2026). "Histórico de la Tasa de Interés de Política Monetaria (TPM)". En línea: <https://www.banrep.gov.co/es/glosario/tasa-interes-politica-monetaria> (Consulta: marzo 26 de 2026).

Los principales cambios observados en estas series corresponden a dos episodios claramente diferenciados. El primero se presentó durante el segundo trimestre de 2020, como consecuencia de las restricciones derivadas de la pandemia de COVID-19. En este período el PIB registró una variación anual de -15,7%, mientras que la demanda de energía eléctrica y de gas natural disminuyeron 7,9% y 3,7%, respectivamente, reflejando la reducción simultánea de la actividad económica y del consumo energético.

El segundo episodio corresponde a la disminución registrada en la demanda de gas natural durante 2025. A diferencia del comportamiento observado durante la pandemia, esta reducción no estuvo asociada a una contracción de la actividad económica, dado que el PIB mantuvo variaciones positivas durante el año. La evidencia disponible sugiere que este comportamiento responde principalmente a modificaciones en las condiciones de oferta del mercado de gas natural.

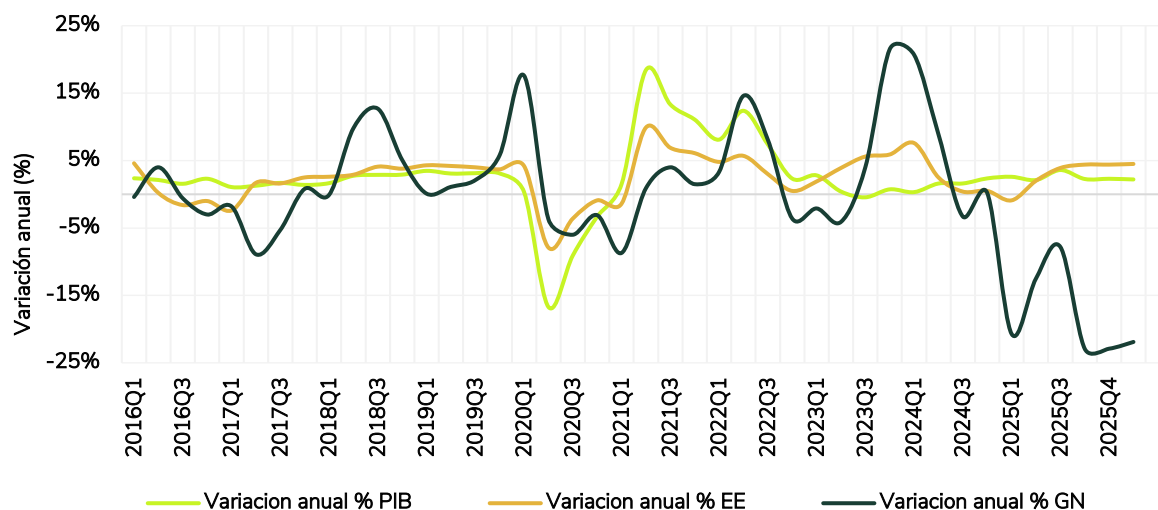
De acuerdo con el Informe del Sector Gas Natural 2025 de Promigas⁵, las reservas probadas de gas natural disminuyeron 34,8% entre 2021 y 2024, mientras que el consumo nacional aumentó 15 % durante el mismo período. La divergencia entre ambas trayectorias derivó en la pérdida de la autosuficiencia en el abastecimiento de gas natural y en el inicio de importaciones de carácter permanente a partir de 2024, a diferencia del esquema previo, en el cual las importaciones cumplían una función complementaria y de respaldo durante períodos de restricción hidrológica. En la misma dirección, las cifras reportadas por Campetrol⁶ indican que la producción nacional comercializada registró una disminución de 12,4% entre enero y agosto de 2025 frente al mismo período del año anterior, alcanzando un promedio de 1.269 millones de pies cúbicos por día.

Este cambio modifica la naturaleza de la exposición del país a los mercados internacionales de gas natural. Mientras que en el esquema anterior las fluctuaciones del precio internacional incidían de forma acotada sobre el costo de abastecimiento, la mayor participación estructural de las importaciones implica que dichas fluctuaciones se transmiten de manera más directa y persistente al costo del gas disponible para el mercado interno y, en consecuencia, al costo variable de la generación termoeléctrica.

⁵ Promigas S.A. E.S.P. (2025). "Informe del Sector Gas Natural 2025". Barranquilla, Colombia. 2024. Página 8. En línea: https://www.promigas.com/Documents/Noticias/V2_Informe%20Sector%20Gas%20Natural%20Colombia%202025.pdf (Consulta: marzo 26 de 2026).

⁶ Cámara Colombiana de Petróleo, Gas y Energía – Campetrol. (2025). "Comunicado Informe Campetrol". Barranquilla, Colombia. 2025. En línea: <https://campetrol.org/wp-content/uploads/2025/09/Comunicado-Informe-CAMPETROL-septiembre-2025-final.pdf> (Consulta: marzo 26 de 2026).

Gráfica 2. Evolución de las variaciones anuales del PIB, demanda de energía eléctrica y demanda de gas natural en Colombia⁷⁸⁹



Fuente: UPME con base en datos DANE & XM & Bolsa Mercantil de Colombia, 2026.

Para efectos del análisis de la demanda de energía eléctrica, esta condición implica que el precio internacional del gas natural adquiere un carácter estructural dentro del conjunto de supuestos de proyección, y no únicamente el de un factor coyuntural asociado a episodios específicos de restricción de oferta.

Conforme al marco planteado al inicio del capítulo, la transmisión de estos factores hacia las regiones depende de la estructura productiva y del grado de exposición a los mercados internacionales, diferenciación que resulta relevante para interpretar la evolución reciente de las regiones analizadas.

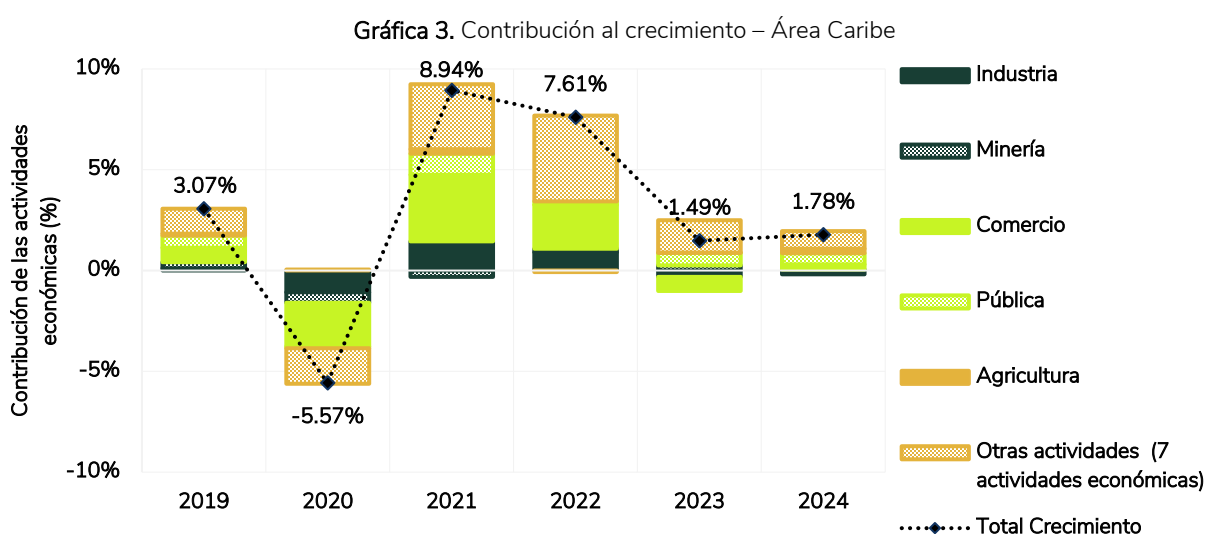
⁷ Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. (2026). "Producto Interno Bruto (PIB) nacional trimestral". Bogotá, D.C., Colombia. En línea <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales/pib-informacion-tecnica> (Consulta: mayo 21 de 2026).

⁸ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2026). "Demandas y Fronteras: Históricos". Medellín, Colombia. En línea: <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx> (Consulta: abril 14 de 2026).

⁹ Bolsa Mercantil de Colombia – BMC (2026). "Datos de demanda gas natural". Bogotá, D.C., Colombia. En línea: <https://www.bmcbec.com.co/> (Consulta: marzo 26 de 2026).

1.2 Análisis económico por áreas geográficas¹⁰¹¹¹²

- **Área Caribe:** comprende los departamentos de Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre. Su estructura económica combina actividades de comercio, industria, servicios y minería, con una participación importante de la extracción de carbón en La Guajira y Cesar. Como se observa en la Gráfica 3, el área registró una contracción del PIB de 9,5% en 2020 como consecuencia de la pandemia de COVID-19, seguida por una recuperación de 12,3% en 2021 impulsada principalmente por el comercio y las actividades de servicios. Posteriormente, el crecimiento se moderó entre 2022 y 2024, en un contexto de menor demanda interna y condiciones financieras restrictivas.



Fuente: UPME con base en datos DANE, 2024

La evolución reciente refleja la coexistencia de dos mecanismos de transmisión. Por una parte, la actividad minera mantiene una exposición al comportamiento de los mercados internacionales de carbón, mientras que el resto de la economía del área responde principalmente a las condiciones macroeconómicas nacionales. En este contexto, la desaceleración observada durante 2023 y 2024 es consistente con el efecto conjunto de una menor dinámica de la demanda interna y la reducción de la actividad extractiva.

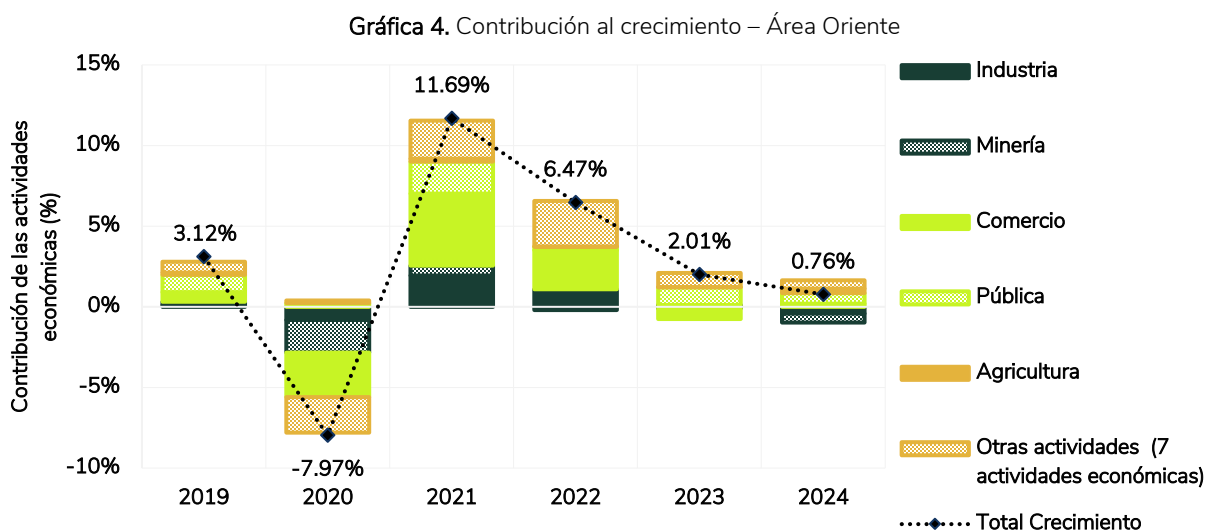
¹⁰ Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE (2026). "Cuentas nacionales departamentales: PIB por departamento". Bogotá, D.C., Colombia. 2024. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-departamentales> (Consulta: marzo 26 de 2026).

¹¹ Valores definitivos con corte a 2024.

¹² "Otras actividades" esta conformadas por actividades económicas tales como: a) Suministro de energía eléctrica, gas natural, y agua, b) Construcción, c) Comunicaciones, d) Actividades financieras, e) Actividades inmobiliarias, f) Actividades profesionales, y g) Entretenimiento.

- **Área Oriente:** comprende Bogotá D.C., y los departamentos de Cundinamarca, Meta y Guaviare. La estructura económica del área está dominada por actividades de servicios, comercio, industria manufacturera y administración pública, concentrando además el mayor centro de demanda de energía eléctrica del país. No obstante, el área incorpora también al Meta, principal departamento productor de petróleo del país, cuya economía departamental mantiene una alta dependencia de la actividad extractiva. Como se observa en la Gráfica 4, tras la recuperación registrada en 2021, el crecimiento económico presentó una moderación gradual entre 2022 y 2024, reflejada en la menor contribución de sectores como la industria, la construcción y el comercio.

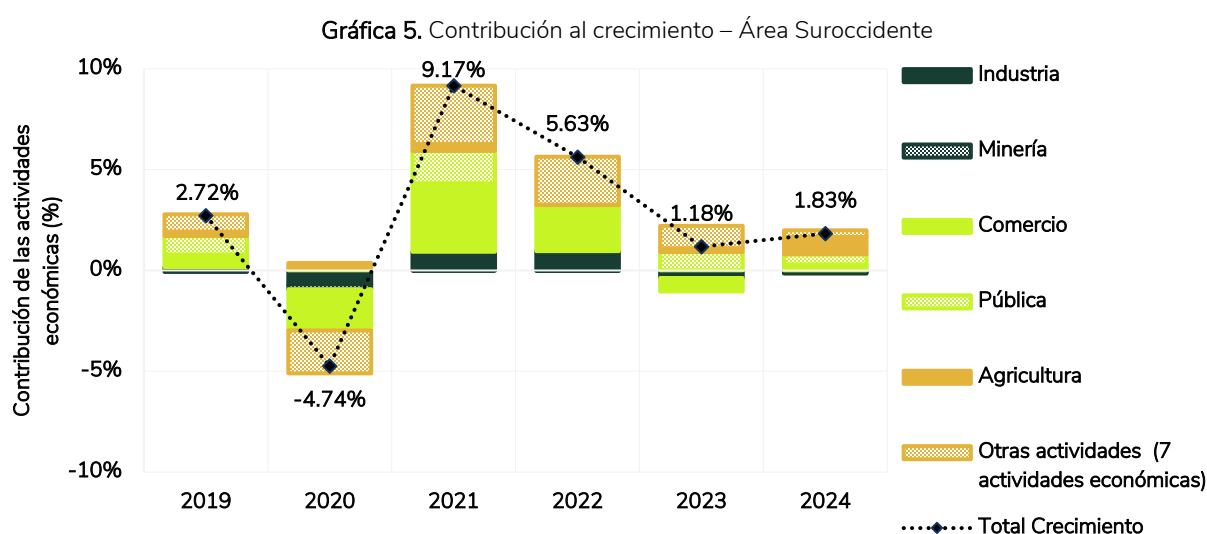
Este comportamiento es consistente con una economía cuya dinámica depende principalmente de la demanda interna y de las condiciones financieras nacionales. En consecuencia, la desaceleración observada durante los últimos años del período analizado puede asociarse al efecto de las tasas de interés sobre el consumo y la inversión, así como al incremento de los costos energéticos derivados de las condiciones del mercado de gas natural. A diferencia de las áreas con mayor participación de actividades extractivas, la incidencia de los choques internacionales sobre Oriente se transmite principalmente a través de canales indirectos asociados a las condiciones financieras y los costos de operación. En particular, los incrementos en los costos de abastecimiento de gas natural pueden trasladarse hacia los costos de generación térmica y, posteriormente, hacia los costos energéticos enfrentados por los sectores productivos y consumidores finales.



Fuente: UPME con base en datos DANE, 2024

- **Área Suroccidente:** comprende los departamentos de Valle del Cauca, Tolima, Huila, Cauca, Nariño, Putumayo, Caquetá, Caldas, Risaralda y Quindío. Su estructura productiva se caracteriza por una mayor diversificación entre actividades industriales, comerciales, de servicios y agropecuarias. Como se observa en la Gráfica 5, después de la recuperación registrada en 2021, el crecimiento del área se moderó durante 2022 y 2023, mientras que en 2024 se evidenció una recuperación parcial, apoyada principalmente por el desempeño de las actividades agropecuarias y de servicios.

La dinámica reciente sugiere que el crecimiento del área responde principalmente a las condiciones de la demanda interna, el entorno macroeconómico nacional y la variabilidad climática, esta última con efectos sobre la producción agropecuaria. En este contexto, la incidencia de los choques externos se transmite principalmente a través de las condiciones financieras y de los costos energéticos, mientras que los fenómenos climáticos constituyen un factor adicional que influye sobre la actividad económica del área. En particular, la relevancia del componente climático está asociada a la participación de las actividades agropecuarias dentro de la estructura productiva del área, por lo que eventos como el fenómeno de El Niño pueden afectar simultáneamente la producción agrícola, los ingresos regionales y la dinámica de consumo energético.

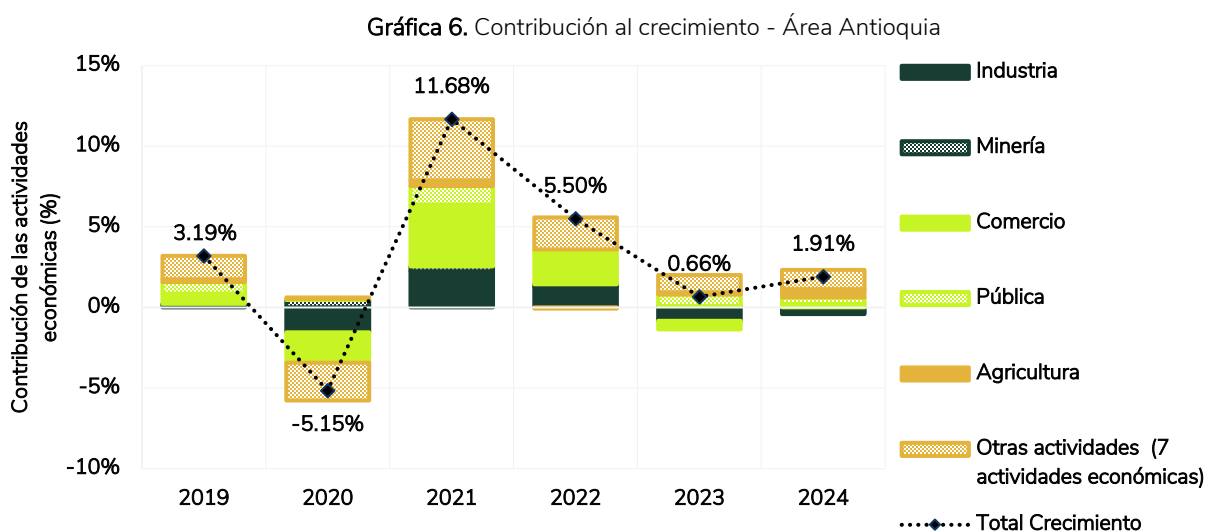


Fuente: UPME con base en datos DANE, 2024

- **Área Antioquia:** comprende los departamentos de Antioquia y Chocó. Antioquia constituye una de las economías más diversificadas e industrializadas del país, con una participación relevante de las actividades manufactureras, comerciales, financieras, de construcción y servicios empresariales. Como se observa en la Gráfica 6, la recuperación posterior a la pandemia fue significativa en 2021, impulsada principalmente por el comercio y la industria manufacturera.

Sin embargo, durante 2023 y 2024 se evidenció una moderación de la actividad económica, asociada principalmente a la menor dinámica de la demanda interna, las condiciones financieras restrictivas y la desaceleración de sectores intensivos en inversión, como la industria y la construcción.

La evolución del área durante el período analizado muestra que el comportamiento del PIB no estuvo determinado principalmente por la dinámica de los mercados internacionales de hidrocarburos. El mayor crecimiento del área se presentó en 2021, previo al incremento máximo observado en los precios internacionales del petróleo durante 2022, lo que evidencia una mayor incidencia de factores internos como el consumo, la inversión y las condiciones de financiamiento. En este sentido, Antioquia presenta una mayor sensibilidad al ciclo económico interno y a las condiciones financieras nacionales, más que a los cambios directos en los precios de los energéticos. No obstante, la evolución de los costos energéticos constituye un factor relevante para los sectores industriales, dada la importancia de las actividades manufactureras dentro de la estructura productiva regional.

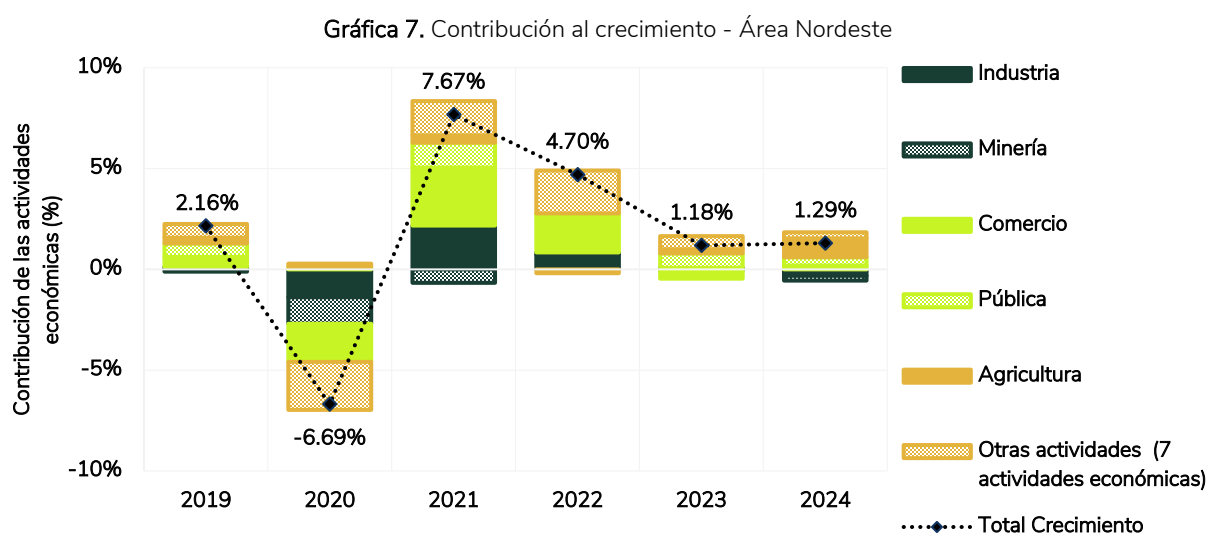


Fuente: UPME con base en datos DANE, 2024

- **Área Nordeste:** comprende los departamentos de Santander, Norte de Santander, Arauca, Casanare y Boyacá. Su estructura productiva presenta una mayor participación de actividades extractivas, particularmente relacionadas con la producción de hidrocarburos en Casanare y Arauca, la refinación de petróleo en Santander y la minería de carbón en Norte de Santander y Boyacá. Esta composición económica genera una mayor sensibilidad de la actividad del área frente a la evolución de los precios internacionales de los energéticos.
- Como se observa en la Gráfica 7, la recuperación posterior a la pandemia estuvo impulsada por la reactivación del comercio, la industria y la administración pública. Durante 2021 y 2022 se

presentó una mayor correspondencia entre la recuperación económica del área y el incremento de los precios internacionales del petróleo. Sin embargo, a partir de 2023 esta relación se moderó: pese a la permanencia de precios internacionales relativamente altos, la actividad económica del área registró una desaceleración en 2023 y una contracción en 2024.

Este comportamiento evidencia que, si bien Nordeste mantiene una exposición directa al ciclo de los commodities energéticos a través de la actividad extractiva, la dinámica del área también está condicionada por factores macroeconómicos internos. En particular, las condiciones financieras, la evolución del consumo y la inversión tienen efectos transversales sobre la economía del área, independientemente del comportamiento de los precios internacionales del petróleo.



Fuente: UPME con base en datos DANE, 2024

Los resultados muestran que la evolución futura de la demanda de energía eléctrica estará condicionada no solo por el crecimiento económico, sino también por factores asociados a los costos energéticos, la disponibilidad de combustibles para generación térmica, las condiciones climáticas y la dinámica sectorial de las áreas. En este contexto, la heterogeneidad productiva entre áreas constituye un elemento relevante para la interpretación de las trayectorias esperadas de consumo eléctrico y para la identificación de factores que pueden modificar los escenarios de proyección.

2. ANÁLISIS TERRITORIAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL

Las diferencias territoriales del consumo residencial de energía eléctrica constituyen un elemento fundamental para comprender la evolución de la demanda y fortalecer su modelación. Si bien el crecimiento de la población y la formación de hogares explican el nivel agregado del consumo residencial, las diferencias observadas entre departamentos responden también a factores como las condiciones climáticas, el tamaño de los hogares y el equipamiento disponible. Incorporar estas características permite complementar el análisis de las proyecciones desde una perspectiva territorial, identificando patrones de consumo que contribuyen a una mejor representación de la demanda residencial y aportan elementos para la implementación de la Transición Energética Justa.

Con este propósito se integró la información de consumo residencial regulado reportada al Sistema Único de Información (SUI)¹³, desagregada por estrato socioeconómico, con la información sobre equipamiento de los hogares proveniente de la Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ECV) del DANE¹⁴ y los resultados del estudio de caracterización energética del sector residencial desarrollado por la UPME¹⁵. El análisis comprende 28 departamentos con información disponible para el periodo 2023–2025.

La caracterización territorial evidencia diferencias importantes en el consumo residencial entre departamentos. Mientras los mayores consumos por habitante se concentran en los departamentos del área Caribe, los menores niveles se observan en la periferia Pacífica y Amazónica. En 2025, Magdalena, Atlántico, Bolívar y Cesar registran consumos superiores a 640 kWh por habitante-año, mientras que Putumayo, Chocó, Nariño, Cauca y Caquetá presentan valores inferiores a 300 kWh por habitante-año. La mediana nacional se sitúa alrededor de 459 kWh por habitante-año. (ver Tabla 1)

¹³ Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD (2026). “Sistema Único de Información (SUI): Consumo residencial de energía eléctrica”. Bogotá. D.C., Colombia. En línea: <https://sui.superservicios.gov.co/Reportes-del-Sector/Energia> (Consulta: abril 23 de 2026).

¹⁴ Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE (2026). “Encuesta Nacional de Calidad de Vida (ECV)”. Bogotá. D.C., Colombia. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/pobreza-y-condiciones-de-vida/calidad-de-vida-ecv> (Consulta: mayo 20 de 2026).

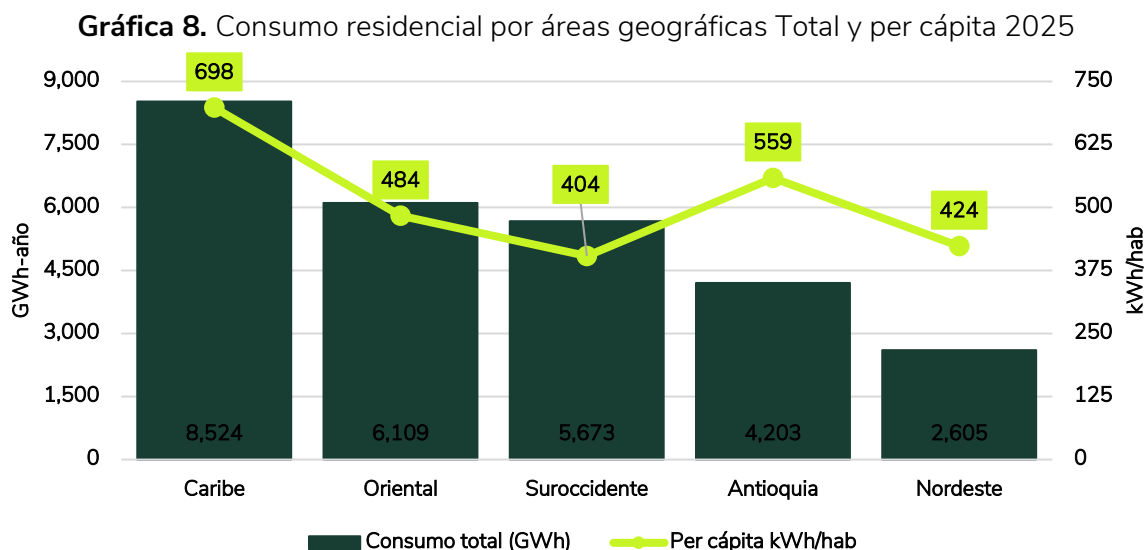
¹⁵ Corporación para la Energía y el Medio Ambiente (2012). “Caracterización energética del sector residencial urbano y rural en Colombia”. Bogotá, D.C., Colombia: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). En línea: <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1111> (Consulta: mayo 25 de 2026).

Tabla 1. Indicadores territoriales de consumo y población, 2025 (ordenado por consumo per cápita).

Departamento	Área Geográfica	Población (miles) (a)	Hogares (miles) (b)	Consumo (GWh) (c)	Per cápita c/a (kWh por Hab.)	Per domum c/b (kWh por Hg.)	Hab./Hg.
Magdalena	Caribe	1.545	452	1.329	861	2.941	3,42
Atlántico	Caribe	2.865	838	2.415	843	2.882	3,42
Bolívar	Caribe	2.241	728	1.672	746	2.297	3,08
Cesar	Caribe	1.469	451	950	647	2.108	3,26
Antioquia	Antioquia	6.928	2.642	4.055	585	1.535	2,62
La Guajira	Caribe	1.067	341	595	558	1.744	3,13
Norte de Santander	Nordeste	1.709	534	913	534	1.711	3,20
Córdoba	Caribe	1.993	647	1.039	522	1.606	3,08
Sucre	Caribe	1.034	306	522	505	1.706	3,38
Bogotá D.C.	Oriental	7.943	3.178	3.938	496	1.239	2,50
Valle	Suroccidente	4.708	1.645	2.317	492	1.409	2,86
Meta	Oriental	1.156	403	556	481	1.381	2,87
Santander	Nordeste	2.398	839	1.152	480	1.373	2,86
Quindío	Suroccidente	558	220	258	462	1.172	2,54
Cundinamarca	Oriental	3.535	1.409	1.614	457	1.146	2,51
Guaviare	Oriental	85	32	39	456	1.208	2,65
Tolima	Suroccidente	1.386	512	623	449	1.216	2,71
Casanare	Nordeste	473	169	210	443	1.241	2,80
Risaralda	Suroccidente	1.003	365	425	424	1.165	2,75
Huila	Suroccidente	1.209	399	507	419	1.270	3,03
Caldas	Suroccidente	1.054	388	434	412	1.119	2,72
Arauca	Nordeste	279	122	102	364	832	2,29
Boyacá	Nordeste	1.290	464	453	351	976	2,78
Caquetá	Suroccidente	429	157	127	296	808	2,73
Cauca	Suroccidente	1.599	621	470	294	757	2,58
Chocó	Antioquia	593	190	148	249	778	3,12
Nariño	Suroccidente	1.714	623	426	249	684	2,75
Putumayo	Suroccidente	391	167	87	222	518	2,34

Fuente: UPME con base en datos SUI & DANE, 2025.

La distribución por áreas del consumo confirma estos contrastes territoriales. Aunque los departamentos con mayor población concentran una parte importante del consumo nacional, el consumo por habitante presenta diferencias marcadas entre áreas, asociadas principalmente a factores climáticos y a las características de los hogares. (ver Gráfica 8)



Fuente: UPME con base en datos SUI & DANE, 2025.

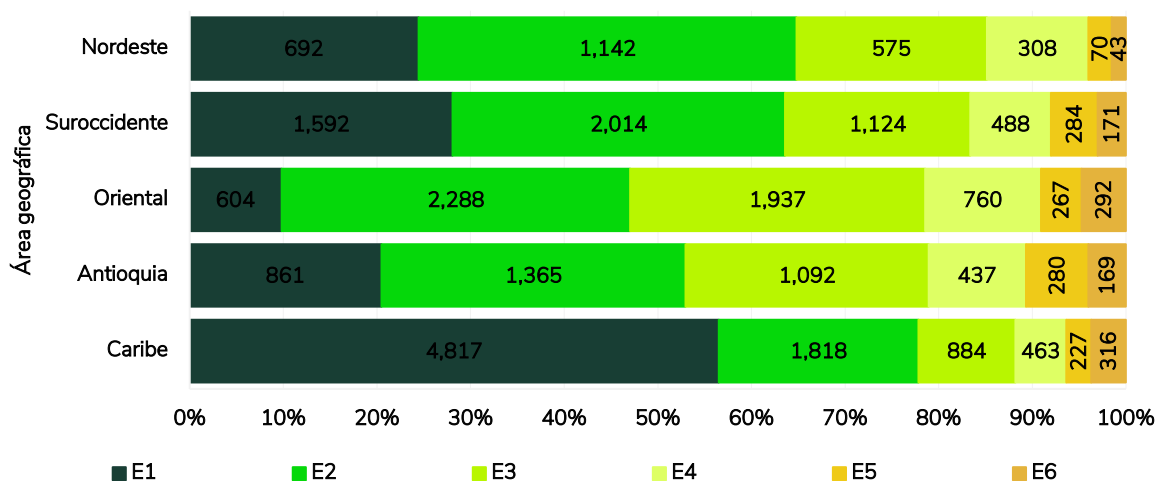
El análisis muestra que el tamaño del mercado constituye el principal determinante del consumo residencial agregado. La población y el número de hogares explican más del 90% de la variación del consumo entre departamentos, con coeficientes de correlación de 0,96 y 0,94, respectivamente. En contraste, las diferencias en el consumo promedio por hogar y en el consumo por habitante se explican principalmente por las condiciones climáticas y el nivel de equipamiento de los hogares, mientras que la composición por estratos presenta una menor capacidad explicativa.

Durante el periodo analizado, la población creció a una tasa media anual de 0,96%, el número de hogares al 2,59% y el consumo residencial al 1,61%. La mayor dinámica en la formación de hogares frente al crecimiento poblacional refleja la reducción del tamaño promedio de los hogares y confirma que este proceso constituye uno de los principales impulsores estructurales de la evolución futura de la demanda residencial.

Los resultados muestran además que las diferencias territoriales del consumo residencial responden a características estructurales de cada área. El área Caribe registra los mayores consumos por habitante debido a la mayor participación de las cargas asociadas a climatización, mientras que la periferia Pacífica y Amazónica presenta los menores niveles de consumo y acceso relativo a los servicios energéticos. Estas diferencias evidencian que departamentos con tamaños de mercado similares pueden presentar patrones de consumo distintos como resultado de sus condiciones climáticas y del equipamiento disponible en los hogares.

La composición del consumo por estrato refleja una elevada concentración del consumo residencial en los estratos 1, 2 y 3. En la mayor parte del país estos estratos representan más del 85% del consumo regulado y, en departamentos como Chocó, Putumayo, Sucre, La Guajira y Guaviare, superan el 95%. Solo Bogotá, Antioquia, Valle del Cauca y Risaralda presentan una participación significativa de los estratos 4, 5 y 6. (ver Gráfica 9)

Gráfica 9. Composición del consumo por estrato tarifario y área geográfica — 2025 (GWh-año)

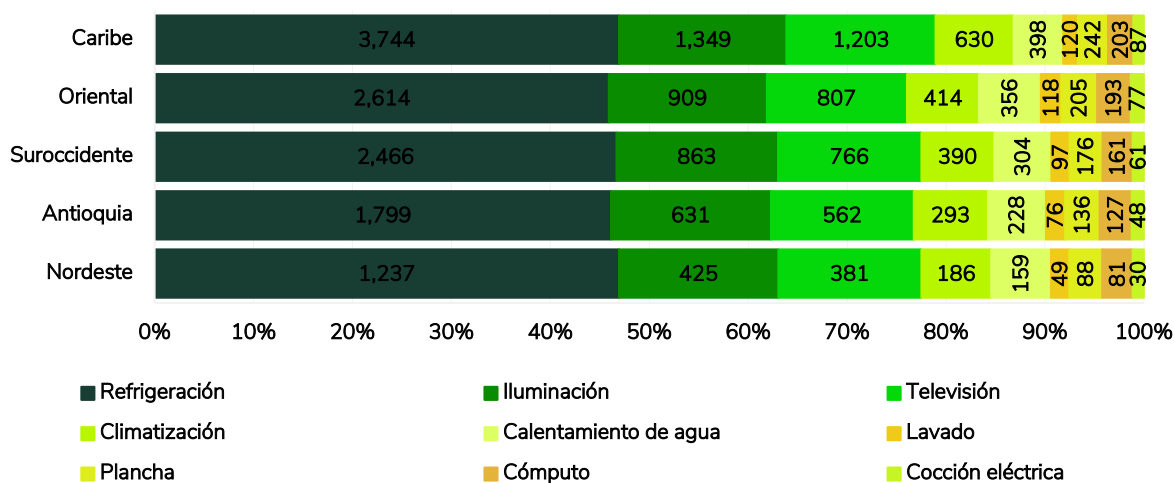


Fuente: UPME con base en datos SUI, 2025.

Esta distribución constituye un elemento relevante para el análisis de la política tarifaria, dado que una alta proporción del consumo residencial corresponde a hogares beneficiarios de los esquemas de subsidios y contribuciones. En este sentido, la caracterización por estratos proporciona una base empírica para evaluar los posibles efectos distributivos de modificaciones en dichos esquemas.

Las diferencias observadas entre áreas también se reflejan en la composición del consumo por uso final. La combinación de información del SUI con el equipamiento reportado en la ECV permite caracterizar los principales patrones de consumo residencial y establecer cómo las condiciones climáticas y la disponibilidad de electrodomésticos modifican la participación de los distintos usos finales. (ver Gráfica 10)

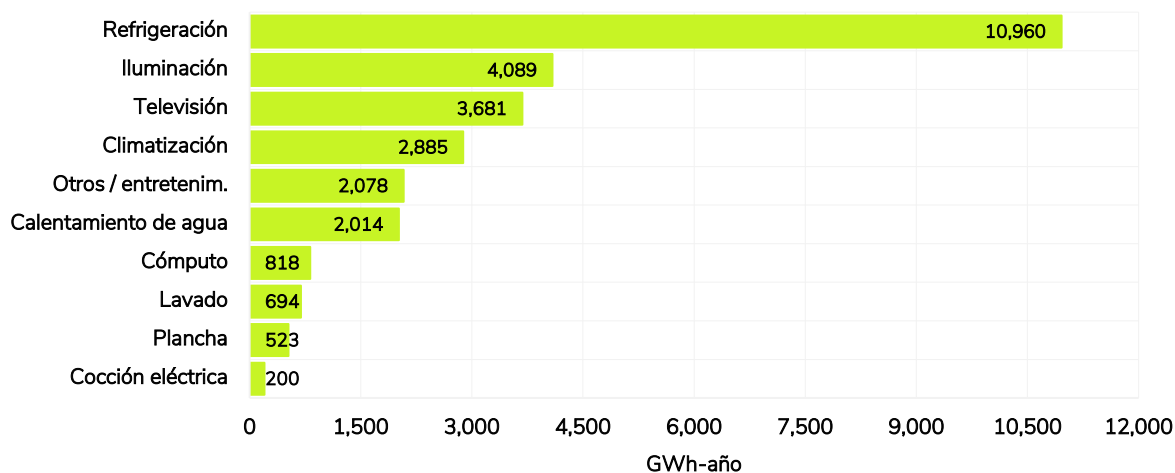
Gráfica 10. Usos finales del consumo residencial por área geográfica (2025)



Fuente: UPME con base en ECV DANE & Caracterización consumo UPME, 2025.

En todas las áreas del país la refrigeración constituye el principal uso final del consumo residencial y representa aproximadamente el 43% del consumo total. Le siguen la iluminación (15%) y la televisión (13%), de manera que estos tres usos concentran más del 70% del consumo residencial nacional. En contraste, equipos como lavadora, plancha y computador presentan participaciones individuales inferiores al 4%, debido a su menor consumo energético o frecuencia de utilización. (ver Gráfica 11)

Gráfica 11. Consumo promedio residencial nacional por uso final (GWh/año, 2025)



Fuente: UPME con base en ECV DANE, 2025

Aunque la refrigeración mantiene una participación predominante en todas las áreas, la composición del consumo presenta diferencias importantes. En el área Caribe adquieren mayor relevancia los equipos asociados a climatización, particularmente ventiladores y aire acondicionado, mientras que en las áreas Nordeste y Oriental predominan la refrigeración, la televisión y el lavado, acompañados por una mayor presencia del calentamiento de agua en los territorios de clima frío. (ver Tabla 2)

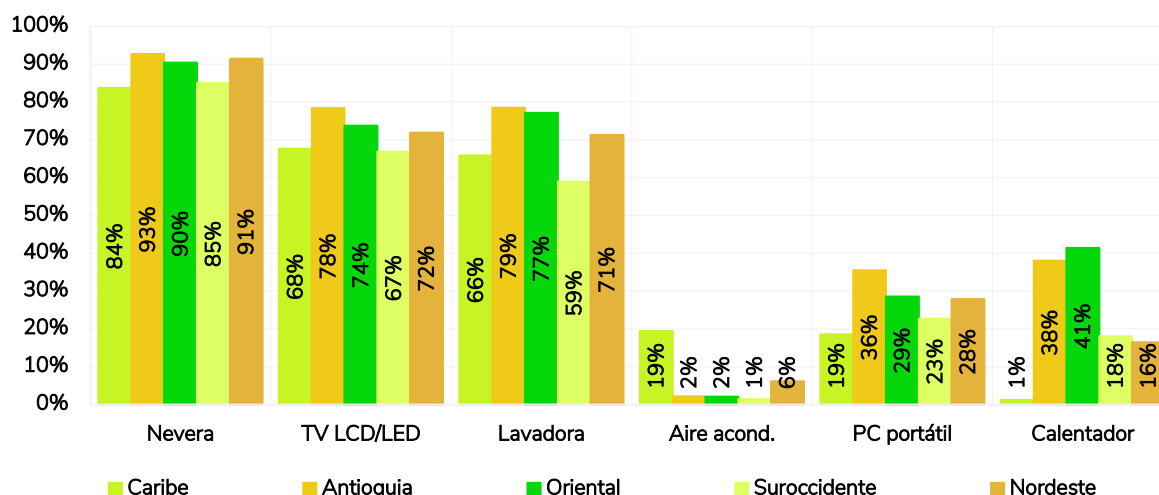
Tabla 2. Participación de los principales usos finales en el consumo eléctrico residencial por áreas geográficas - 2025.

Área	Consumo (GWh)	Principales usos finales
Caribe	8.523	Ventilador (27,7%), Nevera (35,2%), TV LCD/LED (11,4%)
Oriental	6.148	Nevera (40,1%), Lavadora (2,1%), TV LCD/LED (12,3%)
Suroccidente	5.673	Nevera (43,8%), TV LCD/LED (13,9%), Lavadora (1,7%)
Antioquia	4.203	Nevera (41,2%), Lavadora (1,9%), TV LCD/LED (12,4%)
Nordeste	2.830	Nevera (42,3%), TV LCD/LED (12,7%), Lavadora (1,8%)

Fuente: UPME con base en ECV DANE, 2025

Los patrones observados son consistentes con la distribución territorial del equipamiento de los hogares. Antioquia y el área Oriental presentan mayores niveles de penetración de lavadora, nevera, computador portátil y calentador de agua, asociados a una mayor urbanización y capacidad adquisitiva. En contraste, el área Caribe concentra la mayor penetración de aire acondicionado, mientras que el uso de calentadores de agua resulta prácticamente inexistente debido a las condiciones climáticas predominantes. Los mayores niveles de penetración de calentadores de agua se registran en Bogotá (71,9%), Cundinamarca (55,5%) y Boyacá (46,8%), mientras que el aire acondicionado alcanza las mayores participaciones en Atlántico (30,5%) y Cesar (21,4%). (ver Gráfica 12)

Gráfica 12. Penetración de equipamientos por área geográfica (% hogares, ponderado, 2025)



Fuente: UPME con base en ECV DANE, 2025

En conjunto, la caracterización territorial muestra que el tamaño de la población y el número de hogares determinan la magnitud del consumo residencial, mientras que las diferencias observadas entre departamentos se explican principalmente por las condiciones climáticas, el tamaño de los hogares y el equipamiento residencial. Estos resultados proporcionan elementos para fortalecer la representación territorial de la demanda residencial y constituyen un insumo para la construcción de escenarios de proyección con mayor desagregación espacial.

Desde la perspectiva de la Transición Energética Justa, el análisis también pone de manifiesto desafíos asociados a la equidad territorial y social. El rezago observado en la periferia Pacífica y Amazónica, reflejado en menores niveles de consumo por habitante y en la brecha identificada entre los hogares registrados en la Encuesta de Calidad de Vida y los usuarios reportados en el SUI, evidencia persistentes desigualdades en el acceso y aprovechamiento de los servicios energéticos. De igual forma, la elevada concentración del consumo residencial en los estratos 1, 2 y 3 proporciona una base técnica para analizar los efectos distributivos de la política tarifaria y evaluar el impacto territorial de los esquemas de subsidios y contribuciones.

3. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA DEL SIN

3.1 Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN

En el año 2025, la demanda anual de energía eléctrica se ubicó en los 84.046 GWh-año (i.e. 7.004 GWh-mes), y se obtuvo un crecimiento anual del 2,36% con respecto al año inmediatamente anterior. Es de mencionar que: a) para el primer semestre de 2025, se observó un crecimiento promedio mensual del 0,51% (i.e. 6.831 GWh-mes promedio), lo cual estuvo relacionado con la culminación al fenómeno de La Niña. y b) en el segundo semestre de 2025, se observó un crecimiento promedio mensual del 4,21% (i.e. 7.177 GWh-mes promedio), el cual estuvo dentro de lo esperado para un período neutro.

En cuanto al primer trimestre de 2026, la demanda acumulada se situó en 21.211 GWh (i.e. 7.070 GWh-mes), lo que representa un crecimiento promedio mensual del 4,42% frente al mismo período del año anterior (ver Gráfica 13). El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM en su informe de mayo de 2026¹⁶, expresa lo siguiente: “Los modelos climáticos nacionales e internacionales coinciden en que, durante los próximos meses, podría disminuir la precipitación en varias regiones del país, debido a la alta probabilidad de que se forme y consolide un fenómeno de El Niño. En junio se espera un comportamiento mixto, es decir, algunas zonas podrían tener precipitaciones cercanas o incluso por encima de lo normal. Sin embargo, desde julio la reducción empezaría a ser más evidente en las regiones Andina y Caribe, y podría hacerse más marcada entre agosto y noviembre en gran parte de Colombia. En otras palabras, el segundo semestre de 2026 podría presentar condiciones deficitarias de precipitación en varias regiones del país.”.

¹⁶ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM. (2026). “Informe de predicción climática a corto, mediano y largo plazo”. Grupo de Modelamiento de Tiempo y Clima, Subdirección de Meteorología Mayo 20, 2026. En línea: https://bart.ideam.gov.co/wrfideam/new_modelo/CPT/informe/Informe.pdf (Consulta: mayo 20 de 2026)

Es de resaltar que, la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica¹⁷ (NOAA, sigla en inglés) ha emitido un comunicado en donde expresa que, actualmente persisten condiciones ENSO-neutral en el océano Pacífico tropical; sin embargo, las observaciones oceánicas y atmosféricas muestran una transición progresiva hacia un evento El Niño durante 2026. Los principales indicadores oceánicos registran anomalías positivas de temperatura superficial del mar, destacándose un índice Niño 3.4 de +0,4 °C (Canónico) y un índice Niño 1+2 de +1,0 °C (Costero), además de un incremento continuo del contenido de calor subsuperficial en el Pacífico ecuatorial durante los últimos seis meses. A nivel atmosférico, se observan anomalías de vientos del oeste y cambios en los patrones de convección tropical, aunque el acoplamiento océano-atmósfera aún se clasifica como neutral. Los modelos climáticos dinámicos y estadísticos proyectan una probabilidad del 82% de desarrollo de El Niño durante el periodo mayo-julio de 2026 y cerca del 96% de persistencia durante el invierno 2026-2027 en el hemisferio norte. No obstante, la NOAA señala que todavía existe alta incertidumbre respecto a la intensidad final del evento, ya que ninguna categoría de intensidad supera individualmente el 37% de probabilidad.

Asimismo, el Bureau de Meteorología¹⁸ (BOM, sigla en inglés) de Australia, en su monitoreo del hemisferio sur para las regiones de los Océanos: Pacífico, Índico y Austral ha mencionado que: a) la Oscilación del Sur de El Niño (ENSO) continúa en fase neutral; sin embargo, el índice Niño 3.4 alcanzó +0,52 °C, evidenciando un rápido calentamiento del Pacífico tropical en las últimas semanas, favorecido además por un importante contenido de calor subsuperficial, b) los indicadores atmosféricos aún son consistentes con condiciones neutrales, aunque un posible fortalecimiento de la Oscilación Madden-Julian podría intensificar los vientos del oeste y favorecer un mayor calentamiento del Pacífico tropical, c) existe incertidumbre sobre la intensidad del posible evento El Niño; los modelos sugieren una intensidad al menos moderada, aunque una señal fuerte en el Pacífico no necesariamente implica impactos climáticos severos en todas las regiones y d) todos los modelos climáticos proyectan un calentamiento continuo del Pacífico tropical en los próximos meses, con probabilidad de alcanzar umbrales de El Niño a comienzos del invierno; no obstante, aún se requiere una respuesta atmosférica clara para confirmar oficialmente el fenómeno.

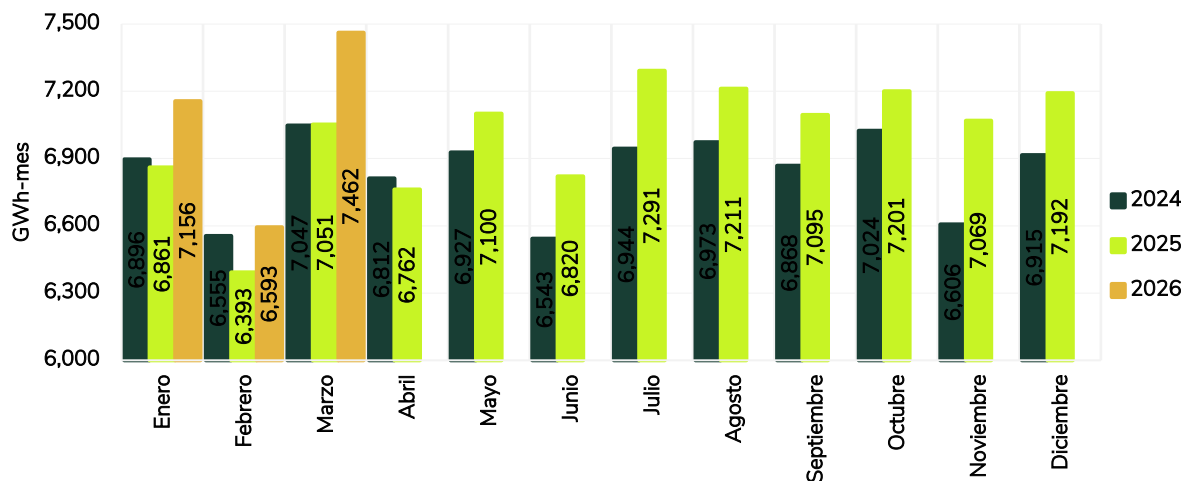
Gráfica 13. Evolución de la demanda mensual de energía eléctrica en el SIN 2024- 2026p¹⁹

¹⁷ National Weather Service- Climate Prediction Center – NOAA. (2026). “El Niño/Southern Oscillation (ENSO). Diagnostic Discussion: ENSO Alert System Status: El Niño Watch”. Issued: 14 May 2026. Online: https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/enso_advisory/ (Consulta: mayo 20 de 2026)

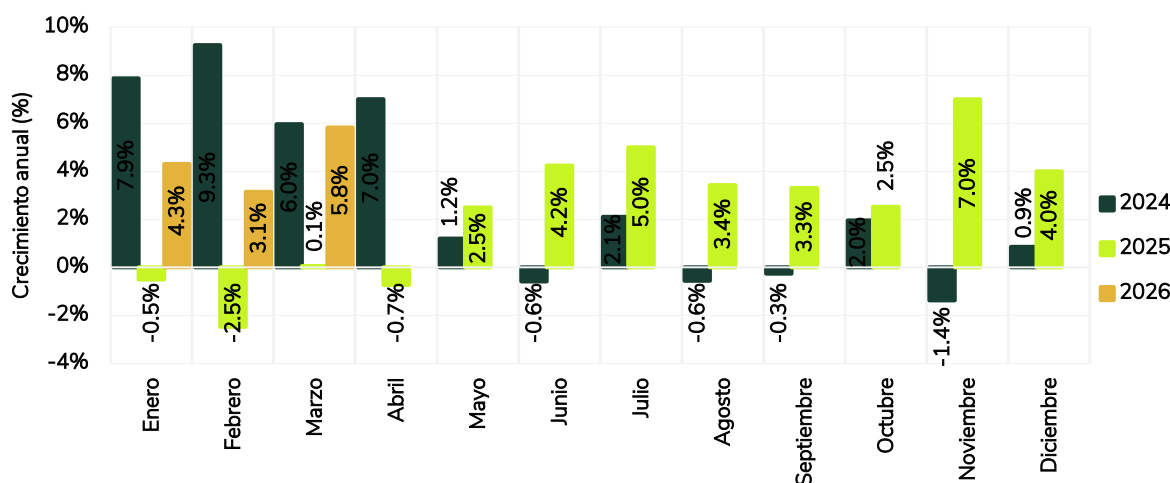
¹⁸ Bureau Of Meteorology - BOM. (2026). “Climate: Forecasts & monitoring: Southern hemisphere monitoring: Pacific, Indian and Southern Ocean regions”. Issued: 12 May 2026. Online: <https://www.bom.gov.au/climate/enso/?ninoIndex=nino3.4&index=rnino34&period=weekly#tabs=Descripci%C3%B3n-general> (Consulta: mayo 20 de 2026)

¹⁹ Valores definitivos con corte a marzo de 2026.

a. Demanda de energía eléctrica en el SIN (GWh-mes)



b. Crecimiento de la demanda de energía eléctrica (%)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026

3.2 Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

Durante el año 2025, la demanda del Mercado No Regulado (MNR) registró un crecimiento interanual del 3,84% y un aumento de 5,3 puntos porcentuales (pp) respecto del valor observado en el mismo periodo de 2024 (-1,49%). Este comportamiento se explica principalmente por: (i) crecimientos positivos sectoriales en Explotación de minas y canteras (2,73pp), Industrias manufactureras (1,64pp), y Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (0,21pp), los cuales,

en conjunto, representaron el 74,04% de la demanda del MNR en 2025; y (ii) aportes negativos²⁰ solo en los sectores clasificados como “Otros sectores”, Administración pública, y Comercio al por mayor y al por menor, que contribuyeron con -0,42pp, -0,10pp y -0,05pp, respectivamente, al dato general (ver Gráfica 14b).

En cuanto al primer trimestre de 2026, la demanda promedio mensual sectorial del MNR se distribuyó de la siguiente manera: Industrias manufactureras (853,25 GWh-mes), Explotación de minas y canteras (754,86 GWh-mes), Comercio al por mayor y al por menor (107,22 GWh-mes), Administración pública y defensa (63,72 GWh-mes), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (83,73 GWh-mes), y otras actividades (363,51 GWh-mes). Por su parte, los crecimientos trimestrales para el año 2026p²¹ se exponen en la Tabla 3:

Tabla 3. Crecimientos trimestrales sectoriales dentro de la demanda del MNR

Trimestre	Industrias manufactureras	Explotación de minas y canteras	Comercio al por mayor y al por menor	Administración pública y defensa	Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	Otros (16 sectores)
2025Q1	3,36%	2,51%	-5,55%	-8,08%	3,97%	-5,71%
2025Q2	2,08%	6,85%	-2,41%	-3,04%	8,14%	-3,82%
2025Q3	4,87%	13,78%	0,33%	-1,18%	4,90%	-0,38%
2025Q4	6,31%	11,37%	3,29%	-0,43%	4,86%	0,09%
2026Q1	2,10%	16,43%	3,88%	-1,35%	0,42%	-0,77%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

Es de resaltar que, durante el segundo semestre 2025 y hasta el primer trimestre de 2026 se ha presentado una desaceleración sostenida en el crecimiento de la demanda de los sectores de Administración pública y defensa y Otros sectores, así como reducción en su crecimiento positivo (primer trimestre de 2025) en los sectores de la Industria manufacturera y Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca, entre estos sectores contribuyen entre un 38,86% y 3,77% de la participación total de la demanda del MNR (ver Tabla 3 y Gráfica 14b).

Tomando como base la demanda promedio del MNR entre julio y diciembre de 2022 (base post-COVID) se muestra que, a marzo de 2026 tanto la Administración pública y defensa, el Comercio al por mayor y al por menor, la Industria manufacturera y Otros sectores no han recuperado su

²⁰ Los crecimientos negativos se explican principalmente por la reducción de la demanda en tres grupos de sectores durante el período analizado: (i) Administración pública y defensa, especialmente en actividades de defensa, seguridad social obligatoria y funciones ejecutivas, con aportes entre el 6,22% y el 66,94% del sector; (ii) Comercio al por menor, en actividades como combustibles para automotores y ventas en establecimientos especializados y no especializados, con participaciones entre el 3,45% y el 47,26%; y (iii) Otros sectores, que incluyen servicios como agua y saneamiento, energía (electricidad, gas y vapor), información y comunicaciones, y educación, con aportes entre el 6,06% y el 17,92%.

²¹ Valores definitivos con corte a marzo de 2026.

nivel. Todas las demás actividades han crecido por encima de lo observado entre julio a diciembre de 2022 (ver Gráfica 14a).

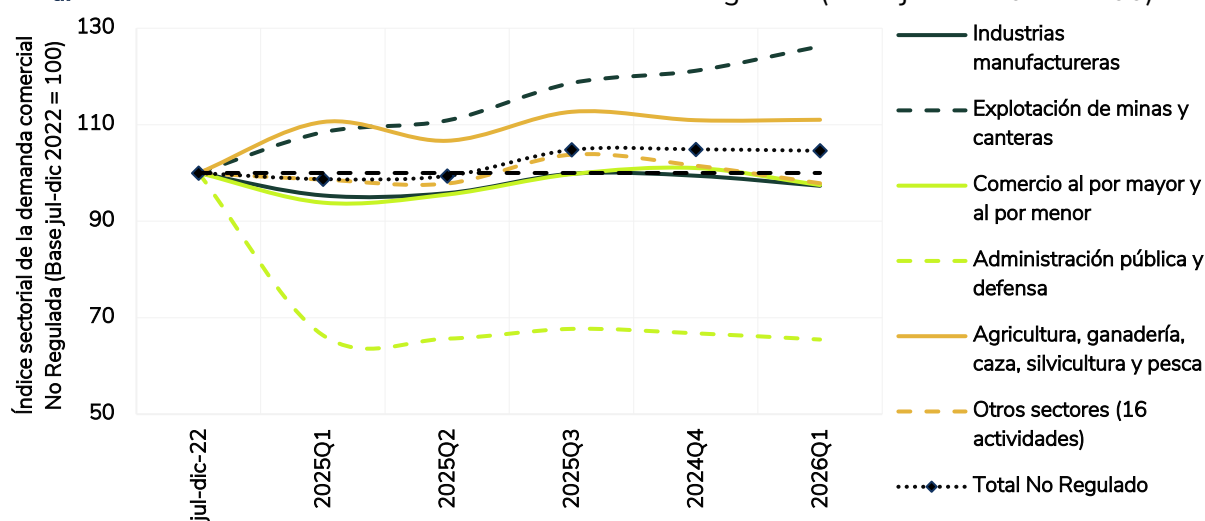
Tabla 4. Índice sectorial de la demanda comercial No Regulada (Base jul-dic 2022 = 100)

Actividad económica	Demanda trimestral respecto a jul-dic 2022 2025- 2026p				
	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2026Q1
Industrias manufactureras:	95,3	95,8	99,8	99,4	97,3
Explotación de minas y canteras:	108,4	110,9	118,6	121,2	126,3
Comercio al por mayor y al por menor:	93,9	95,5	99,8	101,0	97,5
Administración pública y defensa:	66,4	65,7	67,7	66,8	65,5
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca:	110,6	106,7	112,7	110,9	111,0
Otros sectores (16 actividades)	98,6	97,8	103,8	101,5	97,9
Total MNR:	98,7	99,4	104,8	104,9	104,6

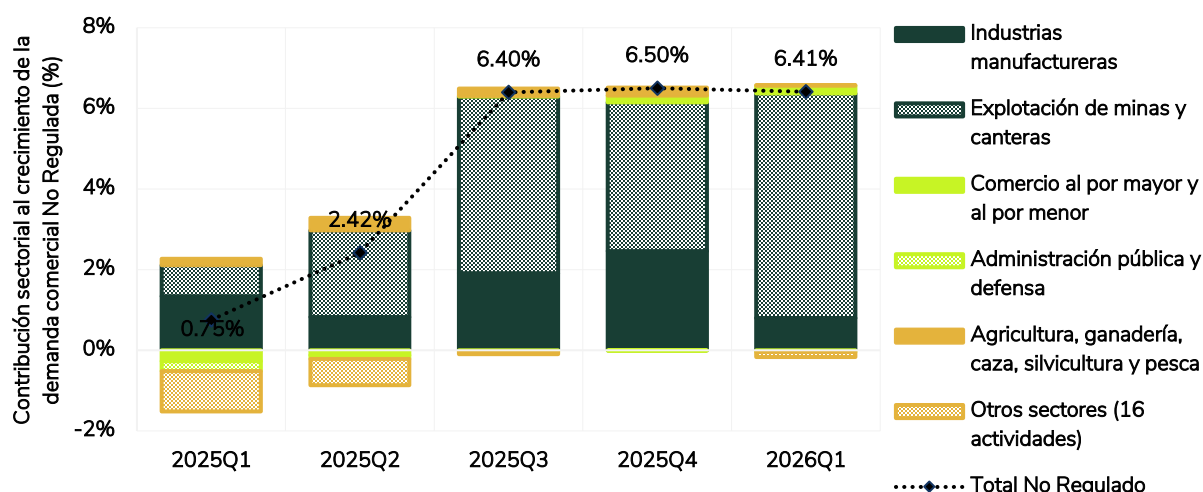
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

Gráfica 14. Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

a. Índice sectorial de la demanda comercial No Regulada (Base jul-dic 2022 = 100)



b. Contribución sectorial al crecimiento de la demanda comercial No Regulada (%)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

Tabla 5. Crecimiento de la demanda y contribuciones sectoriales

Trimestre	Contribuciones al crecimiento						Crecimiento anual MNR
	Industrias manufactureras	Explotación de minas y canteras	Comercio al por mayor y al por menor	Administración pública y defensa	Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	Otros sectores (15 actividades)	
2025Q1	1,34%	0,77%	-0,27%	-0,25%	0,16%	-0,99%	0,75%
2025Q2	0,83%	2,15%	-0,12%	-0,09%	0,31%	-0,66%	2,42%
2025Q3	1,91%	4,38%	0,02%	-0,03%	0,19%	-0,07%	6,40%
2025Q4	2,46%	3,69%	0,16%	-0,01%	0,18%	0,02%	6,50%
2026Q1	0,80%	5,57%	0,19%	-0,04%	0,02%	-0,13%	6,41%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

3.3 Comportamiento de la demanda por áreas

En el año 2025, el crecimiento anual de la demanda comercial reportado fue del 2,47%, con respecto al 2024. Además, el 67% de las áreas tuvieron un crecimiento anual positivo con excepción de las áreas Nordeste y Suroccidente: 4,99% (Caribe), 4,04% (Oriente), 2,28% (Antioquia), -0,56% (Nordeste) y -0,93% (Suroccidente). De igual manera, éstas contribuyeron al crecimiento anual de la demanda total, con aportes que fueron de: 1,44 (Caribe), 0,97 (Oriente), 0,32 (Antioquia), -0,08 (Nordeste) y -0,18 (Suroccidente) puntos porcentuales.

Durante el primer trimestre del año 2026 (enero-marzo), la demanda promedio mensual para cada una de las áreas se ubicó en: 1.989 GWh-mes para Caribe, 1.731 GWh-mes en Oriente, 1.341 GWh-mes para Suroccidente, 980 GWh-mes en Antioquia, y 983 GWh-mes para Nordeste. Adicionalmente, los crecimientos promedio mes de estas áreas se encuentran en 4,58%, 6,88%,

2,28%, 3,44%, y 3,34% con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior. Lo anterior, representa para el período en mención de 2026 un crecimiento promedio mensual de la demanda comercial del 4,34% con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior. Adicionalmente, todas áreas han contribuido positivamente en el crecimiento total: Caribe (39,91%), Oriente (41,67%), Suroccidente (7,12%), Antioquia (9,29%) y Nordeste (2,02%) (ver Gráfica 15b y Tabla 7).

Lo expuesto anteriormente, se encuentra alineado con lo reportado en el comunicado del 24 de abril de 2026 emitido por el Administrador del Mercado eléctrico - XM²², en donde se plasma lo siguiente: “En marzo de 2026 la demanda de energía fue de 7,461.77 GWh, lo que significa que aumentó 5.67 % en comparación con el consumo nacional de marzo de 2025, donde la demanda fue de 7,051.48 GWh. Cabe resaltar que, de las diez regiones del país, la que tuvo mayor consumo de energía fue Caribe con 2,123.09 GWh, seguida por Centro con 1,801.22 GWh y por Oriente con 1,033.06 GWh”.

Adicionalmente, las actividades económicas que tuvieron mayor incidencia y contribuyeron tanto positiva como negativamente con el crecimiento de la demanda del MNR para el primer trimestre de 2026 en cada una de las áreas (de acuerdo con la información recolectada y administrada por el Operador del Mercado – XM) fueron:

- **Área Caribe:** Explotación de minas y canteras (2,19pp), Industrias manufactureras (1,89pp), Actividades profesionales, científicas y técnicas (0,16pp), Actividades inmobiliarias (0,14pp), Otras actividades de servicios (0,09pp), Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria (-0,06pp), Construcción (-0,07pp), Educación (-0,08pp), Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos (-0,20pp), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (-0,23pp), y “Otros sectores” (0,12pp).
- **Área Oriente:** Explotación de minas y canteras (13,94pp), Industrias manufactureras (0,66pp), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (0,22pp), Otras actividades de servicios (0,14pp), Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas (0,09pp), y Construcción (-0,03pp), Actividades profesionales, científicas y técnicas (-0,06pp), Transporte y almacenamiento (-0,08pp), Información y comunicaciones (-0,23pp), Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos (-0,37pp), y “Otros sectores” (0,16pp).

²² XM. Administradores del mercado eléctrico. (2026). "En marzo, la demanda de energía en Colombia aumentó 5.67 % en comparación con el mismo mes del año anterior". En línea <https://www.xm.com.co/noticias/9013-en-marzo-la-demanda-de-energia-en-colombia-aumento-567-en-comparacion-con-el-mismo> (Consulta: abril 24 de 2026)

- **Área Suroccidente:** Explotación de minas y canteras (1,25pp), Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas (0,23pp), Construcción (0,20pp), Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social (0,17pp), Actividades inmobiliarias (0,13pp), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (-0,01pp), Actividades de servicios administrativos y de apoyo (-0,03pp), Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado (-0,10pp), Información y comunicaciones (-0,11pp), Industrias manufactureras (-0,54pp), y “Otros sectores” (0,33pp).
- **Área Antioquia:** Industrias manufactureras (2,99pp), Construcción (1,88pp), Explotación de minas y canteras (0,82pp), Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas (0,61pp), Transporte y almacenamiento (0,40pp), Educación (-0,04pp), Información y comunicaciones (-0,08pp), Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental (-0,22pp), Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria (-0,38pp), y Actividades inmobiliarias (-0,40pp), “Otros sectores” (0,05pp).
- **Área Nordeste:** Explotación de minas y canteras (4,50pp), Actividades profesionales, científicas y técnicas (1,38pp), Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas (0,37pp), Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria (0,08pp), Actividades inmobiliarias (0,07pp), Transporte y almacenamiento (-0,07pp), Información y comunicaciones (-0,09pp), Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social (-0,10pp), Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental (-0,10pp), y “Otros sectores” (-0,05pp).

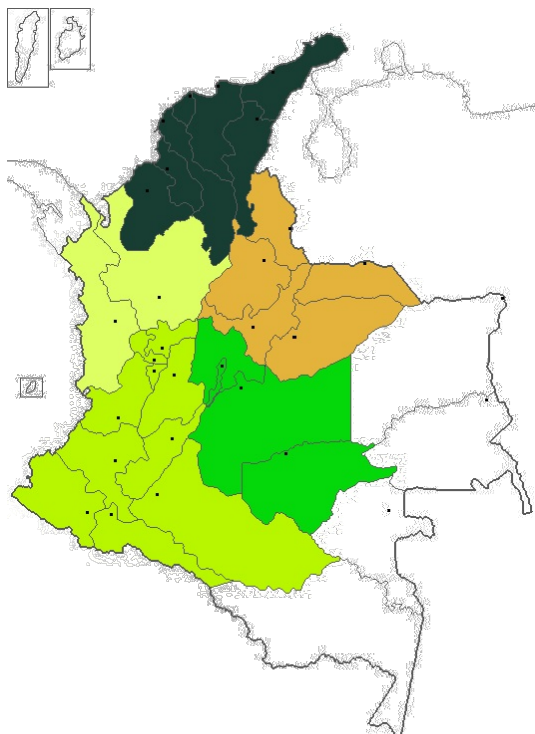


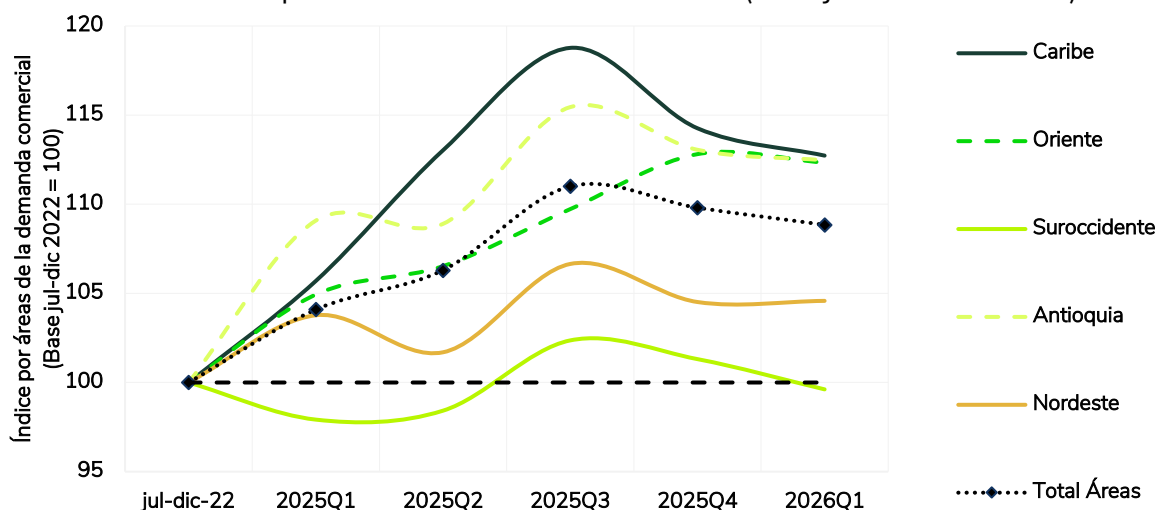
Tabla 6. Demanda comercial por áreas (GWh-año) – 2025 a 2026p²³ (incluye GCE)²⁴.

Área	Demanda (GWh-año)	
	2025	2026p
Caribe	22.652	5.652
Oriente	21.505	5.566
Suroccidente	15.540	3.870
Antioquia	11.206	2.823
Nordeste	9.744	2.446

Área	Crecimiento anual de la Demanda (%)	
	2025	2026p
Caribe	5,67%	6,7%
Oriente	3,99%	7,1%
Suroccidente	-2,80%	1,7%
Antioquia	0,84%	3,1%
Nordeste	-0,55%	0,8%

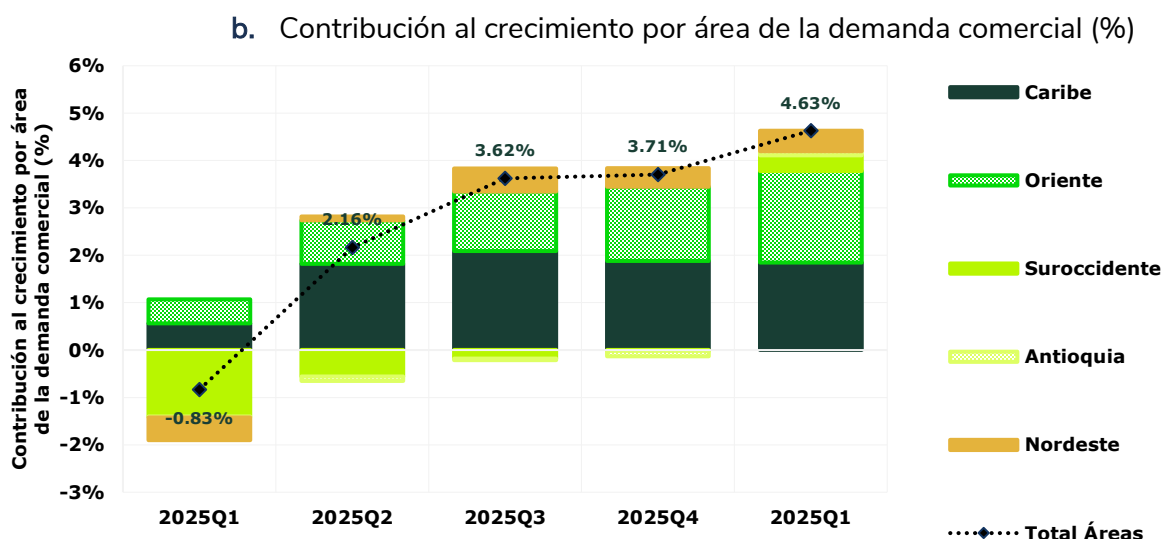
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026

Gráfica 15. Comportamiento de la demanda no regulada por áreas (incluye GCE)
a. Índice por áreas de la demanda comercial (Base jul-dic 2022 = 100)



²³ Valores con corte a marzo de 2026.

²⁴ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2026). "Indicadores de pronósticos oficiales de demanda". En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/informes-demanda/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda> (Consulta: abril 14 de 2026)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (marzo 14), 2026.

Tabla 7. Crecimiento de la demanda y contribuciones por áreas (incluye GCE)

Trimestre	Contribuciones al crecimiento					Crecimiento anual Demanda
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	
2025Q1	0,57%	0,50%	-1,40%	-0,02%	-0,48%	-0,83%
2025Q2	1,82%	0,91%	-0,55%	-0,10%	0,08%	2,16%
2025Q3	2,09%	1,26%	-0,18%	-0,03%	0,48%	3,62%
2025Q4	1,88%	1,56%	-0,02%	-0,11%	0,39%	3,71%
2026Q1	1,85%	1,93%	0,33%	0,09%	0,43%	4,63%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

3.4 Comportamiento de la demanda por mercado en cada área

Guardando relación con los análisis anteriores, en 2025 la demanda promedio mes para el Mercado Regulado (MR)²⁵ se situó alrededor de los 4.768 GWh-mes (i.e. 157,63 GWh-día) y para el Mercado No Regulado (MNR)²⁶ estuvo en los 2.149 GWh-mes (i.e. 74,23 GWh-día). Asimismo, se presentaron crecimientos anuales para el MR y MNR del 1,21% y 2,84%, con respecto al año inmediatamente anterior, y con contribuciones positivas que suman 1,38 y 2,92 puntos

²⁵ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2026). "Consumo: Mercados". En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/mercados>
Mercado Regulado: Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Aquí están la mayoría de los usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales.

²⁶ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2026). "Consumo: Mercados". En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/mercados>
Mercado No Regulado: Persona natural o jurídica que realiza una demanda de energía superior a 2 Megavatios (2MW). Ellos pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores

porcentuales al crecimiento anual del total de la demanda, respectivamente. En la Tabla 8, se exponen los valores observados hasta el tercer trimestre de 2025:

Tabla 8. Evolución de la demanda de las áreas eléctricas para cada uno de los mercados – 2025

Año 2025	Demanda anual de energía eléctrica (GWh-año)		Crecimiento anual	
	MR	MNR	MR	MNR
Caribe	18.329	5.755	4,84%	5,46%
Oriente	13.175	6.934	1,85%	8,49%
Suroccidente	11.152	4.946	-2,07%	1,74%
Antioquia	8.495	3.238	2,25%	2,37%
Nordeste	6.388	5.169	-0,42%	-0,72%
Total Nacional (SIN)	57.539	26.042	1,78%	3,84%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026

Para el primer trimestre de 2026, la demanda promedio mensual del MR estuvo en los 4.799 GWh-mes (i.e. 159,93 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 3,68% con respecto al mismo período del 2025. Asimismo, la demanda promedio mensual del MNR se ubicó en los 2.226 GWh-mes (i.e. 74,23 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 5,94% con respecto al mismo período del año anterior. Es de resaltar que, tanto el MR y MNR han mostrado un aumento en: a) el crecimiento de aproximadamente 5,32pp y 5,35pp, y b) la participación del MNR de 0,46pp a razón del MR, con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior. De manera similar a lo presentado en la tabla anterior, se exponen los valores para el primer trimestre de 2026:

Tabla 9. Evolución de la demanda de las áreas eléctricas para cada uno de los mercados – 2026p²⁷

1er trimestre 2026	Demanda anual de energía eléctrica (GWh-año)		Crecimiento anual	
	MR	MNR	MR	MNR
Caribe	4.552	1.417	4,97%	3,79%
Oriente	3.330	1.864	4,37%	11,76%
Suroccidente	2.790	1.234	2,71%	1,29%
Antioquia	2.132	807	3,30%	3,92%
Nordeste	1.593	1.357	0,95%	6,30%
Total Nacional (SIN)	14.396	6.679	3,68%	5,94%

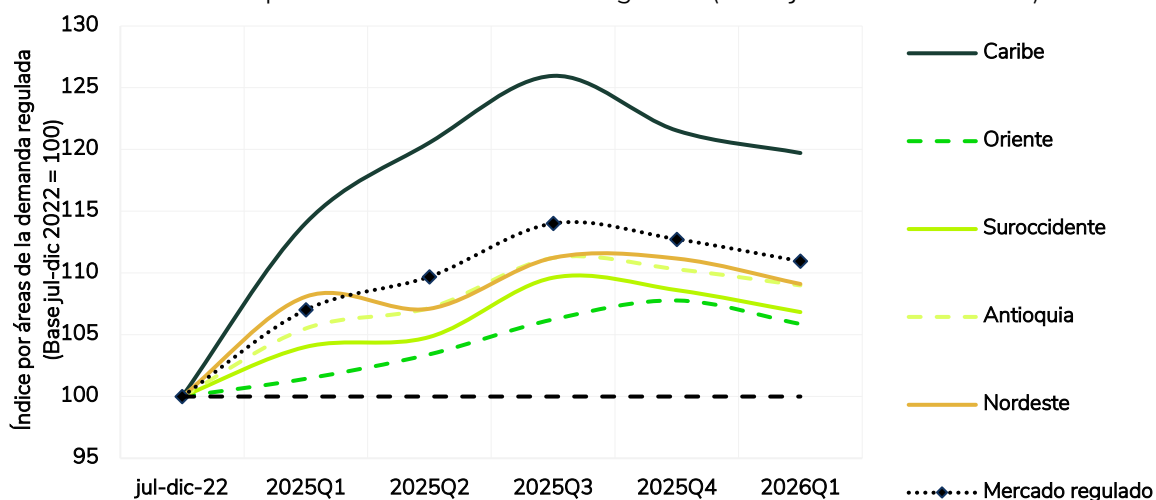
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026

Al tomar como base la demanda promedio de julio a diciembre de 2022 (meses post-COVID), se muestra que, a marzo del año 2026 tanto la demanda del MNR como la del MR crecieron en 1,11 y 1,05 veces, respectivamente. De otra parte, el MR alcanzó su máximo crecimiento en el segundo trimestre de 2025, mientras que el MNR lo alcanzó en el cuarto trimestre de ese mismo año (ver Gráfica 16a y Gráfica 17a).

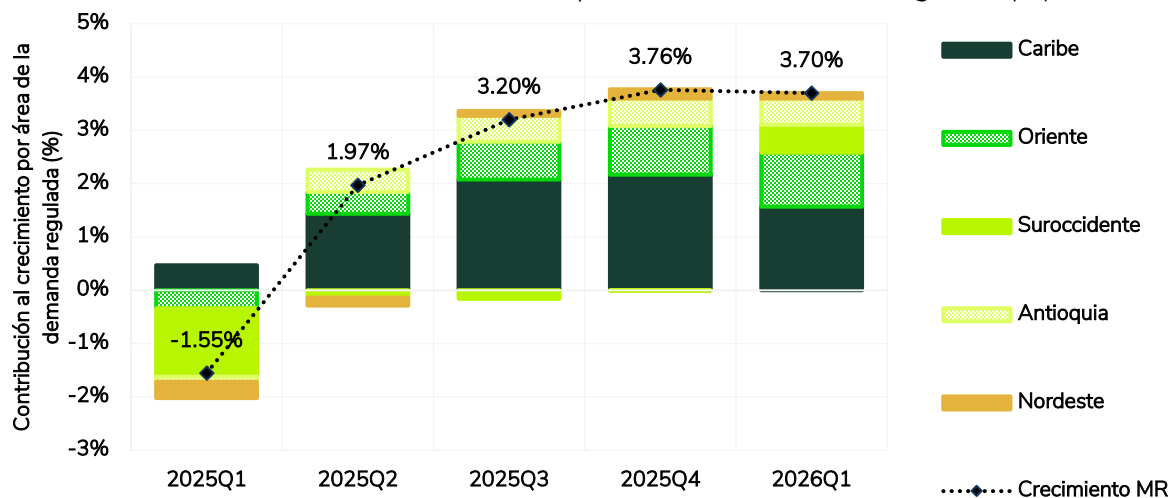
²⁷ Valores con corte a marzo de 2026.

Gráfica 16. Comportamiento de la demanda regulada por áreas

a. Índice por áreas de la demanda regulada (Base jul-dic 2022 = 100)

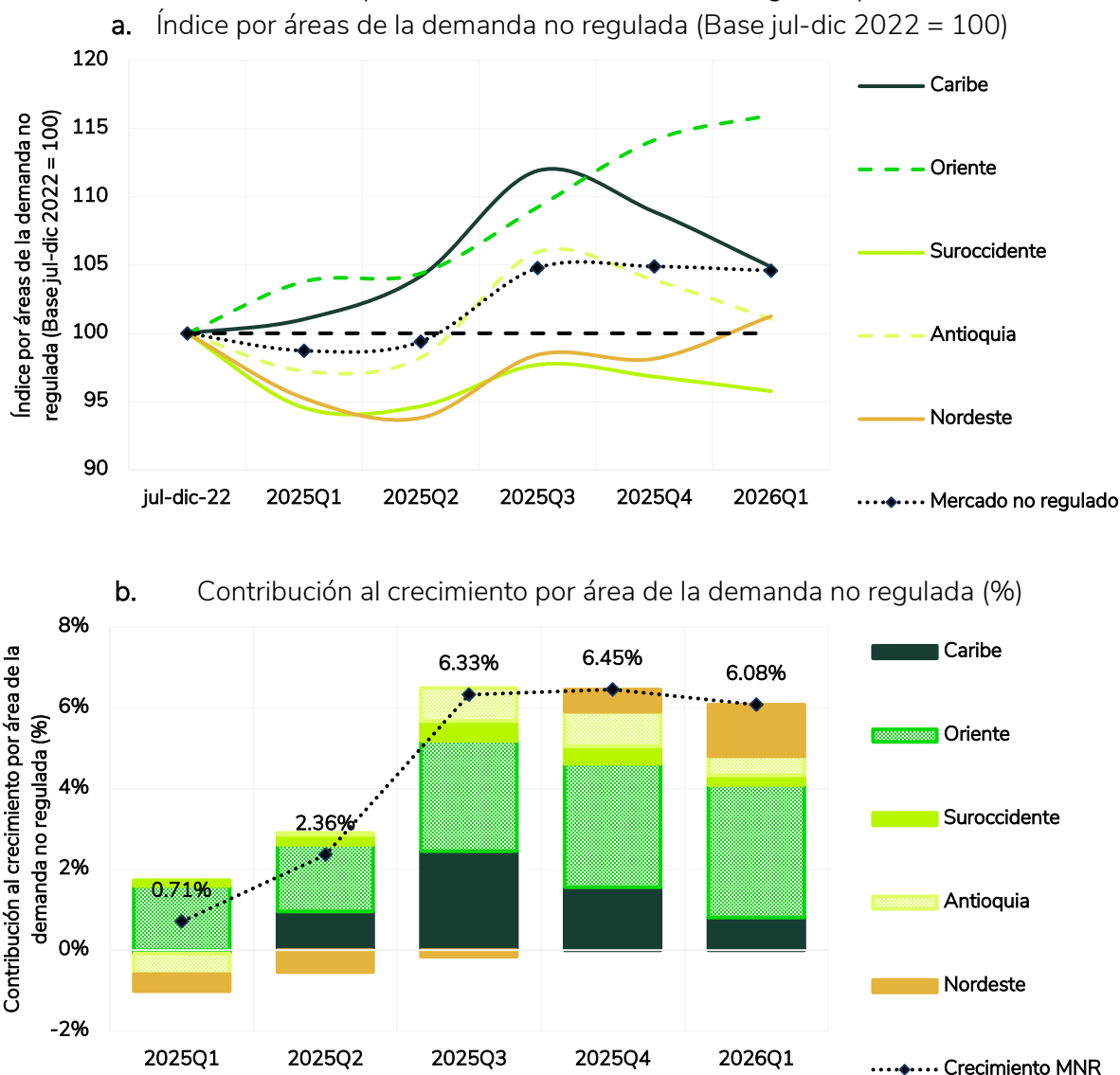


b. Contribución al crecimiento por área de la demanda regulada (%)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026

Gráfica 17. Comportamiento de la demanda no regulada por áreas



Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026

3.5 Comportamiento real vs proyecciones de la UPME

A continuación, se presentan las diferencias promedio entre los valores pronosticados y los observados con el Error Cuadrático Medio (MSE), empleando la metodología utilizada por la Agencia Internacional de Energía²⁸ (IEA, por sus siglas en inglés) para el análisis de sesgo sistemático (ver Anexo A).

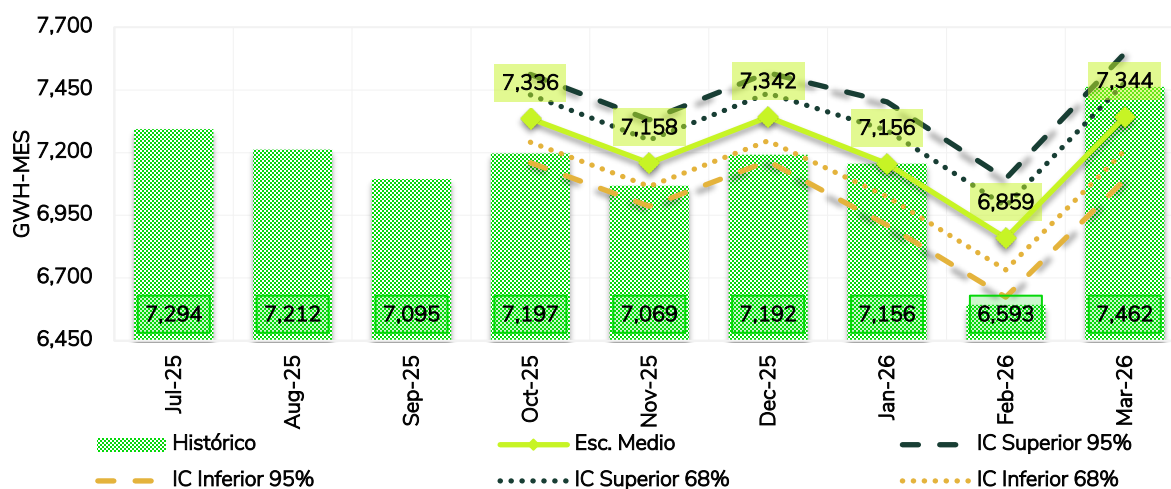
²⁸ CONSIDINE, TIMOTHY J. & CLEMENTE, FRANK A. (2007). "Gas-Market Forecast: Betting on bad numbers". En línea: http://peakwatch.typepad.com/Gas_Market_Forecasts.pdf

Para los escenarios de demanda de energía eléctrica del SIN, reportados para el período octubre de 2025 a marzo de 2026, el error cuadrático medio osciló entre el 0,05% y 0,19%. De manera similar, el MSE se ubicó entre el 0,01% y el 0,17% para los escenarios de demanda para potencia máxima del SIN que no incluyen Grandes Consumidores Especiales (GCE) nuevos.

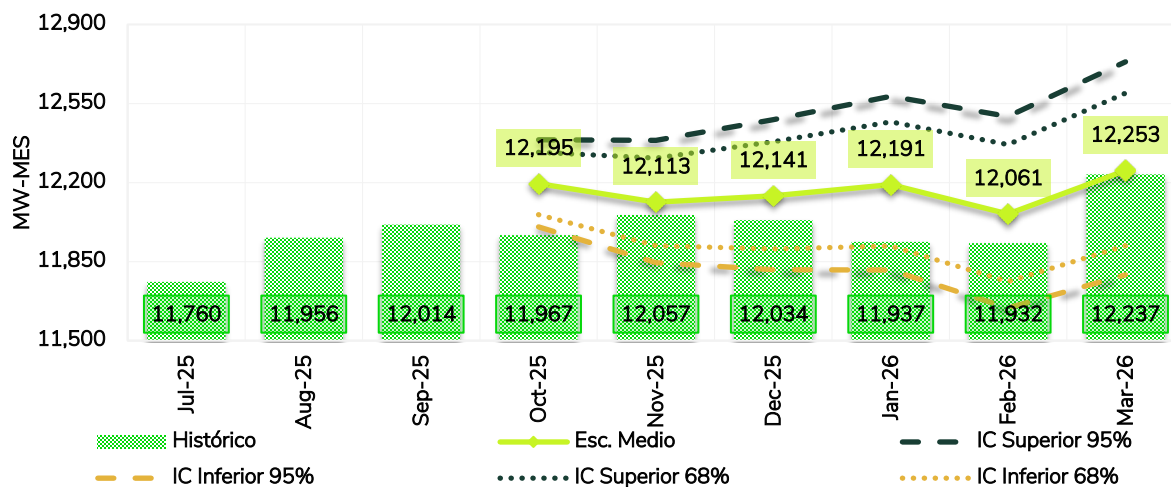
La proyección de demanda que incluye los GCE nuevos corresponde a la proyección de la UPME para el SIN a la cual se le adiciona la información reportada a la Unidad por los usuarios que potencialmente representan grandes cargas para el SIN. En este sentido, el volumen de energía correspondiente a los GCE nuevos no es resultado de un ejercicio de proyección. Al incorporar dicha información, el MSE correspondiente al periodo entre octubre de 2025 a marzo de 2026, se ubicó en el rango entre 0,04% y 0,20% para la proyección de la demanda de energía eléctrica (ver Gráfica 18a), y entre 0,02% y 0,17% para la proyección de la demanda de potencia máxima (ver Gráfica 18b).

Gráfica 18. Seguimiento de las proyecciones de demanda UPME Rev. Enero 2026 vs comportamiento real demanda de energía SIN + GCE + ME + GD

c. Evolución demanda energía eléctrica



d. Evolución demanda potencia máxima



Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

Adicionalmente, se presenta un resumen del seguimiento de las proyecciones de demanda por áreas²⁹ expuestas en el informe de enero de 2026 para energía eléctrica del SIN. En estas se puede evidenciar una alta correlación con el comportamiento (tendencia y estacionalidad) del valor real, alcanzado un error medio cuadrático para el escenario medio de proyección así (ver Gráfica 19):

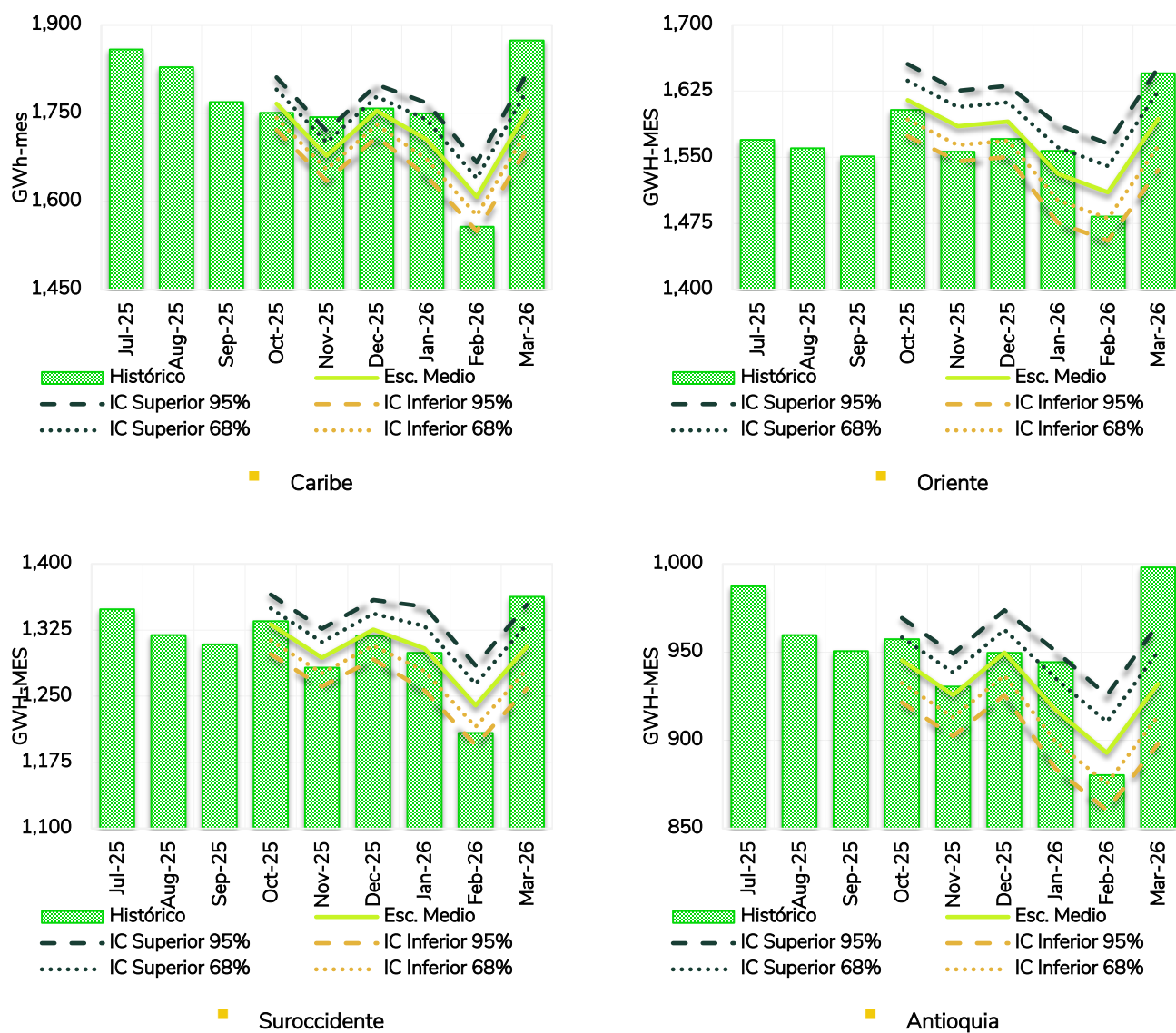
- Caribe: 0% al 0,59%.
- Oriente: 0,01% al 0,12%.
- Suroccidente: 0% al 0,22%.
- Antioquia: 0% al 0,56%.
- Nordeste: 0% al 0,06%.

Ahora bien, en los escenarios de demanda para potencia máxima por áreas del SIN, el MSE promedio para el escenario medio de proyección se comportó de la siguiente manera así

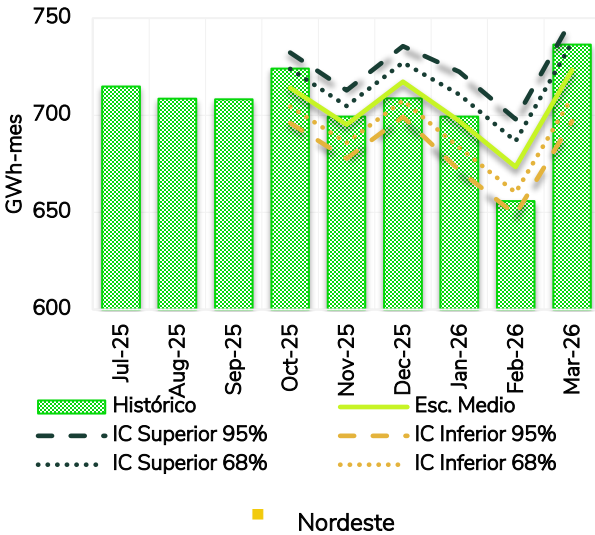
- Caribe: 0% al 0,52%.
- Oriente: 0,01% al 0,08%.
- Suroccidente: 0% al 0,06%.
- Antioquia: 0% al 0,05%.
- Nordeste: 0% al 0,10%.

²⁹ No se incluyen GCE (existentes y nuevos)

Gráfica 19. Comparación proyecciones por áreas de demanda UPME 2026p³⁰ versus comportamiento real demanda de energía SIN.



³⁰ Valores con corte a marzo de 2026.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

4.1 Modelo de proyección anual demanda de energía eléctrica a largo plazo

La proyección de demanda de energía eléctrica que se presenta en este documento cuenta con cuatro componentes: (i) la estimación del consumo de Sistema Interconectado Nacional SIN, (ii) el reporte de consumo de grandes cargas que han anunciado a la UPME su intención de conectarse en el futuro cercano, (iii) la estimación del consumo de vehículos eléctricos, según las proyecciones para el Plan Energético Nacional 2025-2055, y (iv) las reducciones de demanda resultantes de la aceleración en la entrada de generación distribuida.

Los modelos que se utilizan para esta proyección utilizan como variables explicativas: la demanda histórica de electricidad, el PIB real histórico, las proyecciones del PIB real estimadas por la UPME para el periodo 2026 - 2040, la población y la temperatura. Las fuentes de información utilizadas para la proyección de la demanda de energía eléctrica que se presenta en este documento se relacionan en la Tabla 10 y en la Gráfica 20.

Tabla 10. Variables modelo UPME pronóstico de demanda de energía eléctrica 2026-2040

Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
Demanda histórica de Energía Eléctrica SIN	Mensual: 1994M01 - 2026M01	GWh-mes	XM ³¹
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2026Q1 Proyección Trimestral: 2026Q2 - 2040Q4	Miles de millones de pesos – Precios Constantes Año Base 2015	DANE ³² UPME-Fedesarrollo ³³
Población	Histórico Anual: 1994 – 2017	Número de habitantes	

³¹ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2026). "Sinergox: Demandas y fronteras: Históricos – Demanda_Energia_SIN". Medellín, Colombia. En línea: <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx> (Consulta: mayo 20 de 2026)

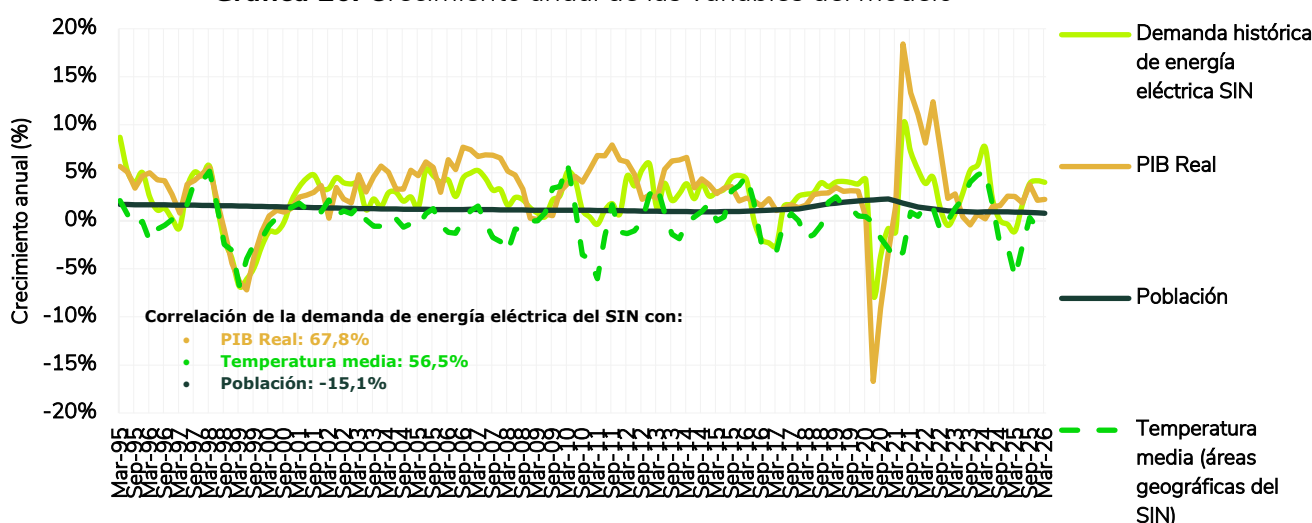
³² Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE (2026). "Cuentas Nacionales: Producto Interno Bruto (PIB) nacional trimestral". Bogotá, D.C., Colombia. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales/pib-informacion-tecnica> (Consulta: mayo 20 de 2026)

³³ UPME - Fedesarrollo. (2023). "Estimar posibles escenarios de variables macroeconómicas como la inflación y el crecimiento económico (PIB) a ser incorporadas en los modelos energéticos como variables de incidencia y analizar la intensidad energética considerando las metas establecidas de reducción de consumo energético del PAI PROURE; para proveer información objetiva que sirva de soporte a la toma de decisiones en el mercado energético". Octubre-Diciembre, 2023. Bogotá, Colombia. En línea: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Proyecciones_macroeconomicas_2023-12-22_UPME_3ra_Entrega_vf.pdf

Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
Temperatura Media. Áreas geográficas del SIN	Proyección Anual: 2018 – 2040	Grados centígrados (°C)	DANE ³⁴
	Histórico Mensual: 1994M01 - 2026M03		IDEAM ³⁵
	Proyección Mensual: 2026M04 - 2040M12		

La proyección de la demanda de energía eléctrica de largo plazo es resultado de un modelo econométrico de combinación de pronósticos³⁶ (el cual emplea modelos multivariados tipo VAR³⁷ y VEC³⁸). Esta metodología señala que, si los resultados de diferentes modelos pueden ser tratados formalmente como pronósticos de diferentes expertos, su combinación es una práctica ampliamente aceptada en tanto que equivaldría a combinar en la predicción distintos aspectos y fuentes de información. De lo anterior se concluye que el procedimiento de combinación de pronósticos incide en valores de proyecciones más precisas que los de cada uno de los modelos analizados independientemente. A la proyección del valor esperado, la acompañan dos intervalos de confianza en el mismo rango sobre todo el periodo de proyección.

Gráfica 20. Crecimiento anual de las variables del modelo



Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

³⁴ Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE (2026). "Demografía y población: Proyecciones de población". Bogotá, D.C., Colombia. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion> (Consulta: mayo 20 de 2026)

³⁵ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM (2013). "Bases de Datos de Temperaturas". Bogotá, D.C., Colombia. Actualización a 2026. "Tiempo y clima: Seguimiento tiempo". Abril, 2026. Bogotá, Colombia. En línea: <http://archivo.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/seguimiento-tiempo> (Consulta: mayo 20 de 2026)

³⁶ CASTAÑO V., ELKIN. (1994). "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error". Revista Lecturas de Economía No. 41. Departamento de Economía. Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia. ISSN 0120-2596. ISSN 2323-0622. Páginas 59 – 80. Los resultados obtenidos en el ejercicio realizado en 2023 sugieren la siguiente composición del modelo combinado: VAR Endógeno (22%), VAR Exógeno (56%) y VEC (22%).

³⁷ VAR: Modelo de Vectores Autorregresivos

³⁸ VEC: Modelo de Vectores de Corrección de Error

A este modelo se le introducen variables exógenas (variable simulada de tipo impulso o escalón "Dummy" – Q2/2010 a Q1/2011, Q1/2013 a Q4/2013, Q3/2017 a Q2/2018, Q2/2020 a Q1/2021, Q2/2023 a Q1/2024 y Q2/2026 a Q1/2027.

Los modelos empleados incorporan las variables expuestas en la Tabla 10 y contemplan como supuesto principal el crecimiento potencial de la economía, estimado para el período 2026 - 2027 en 2,5% y 2,8% (de acuerdo con el estudio realizado por Fedesarrollo³⁹ para la UPME). Adicionalmente, se contemplan las expectativas más recientes de crecimiento potencial de la economía a largo plazo estimado por analistas nacionales (Banco de la República⁴⁰) e internacionales (Banco Mundial⁴¹ y el Fondo Monetario Internacional⁴²), que lo posicionan alrededor del 2,8% para el período 2028-2040, en línea con el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP⁴³) 2025.

4.2 Resultados

4.1.1 Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN

En la Gráfica 21a se presenta la demanda mensual promedio diaria con sus respectivos intervalos de confianza para el periodo 2026-2027. Se estima que el rango esperado para la demanda de energía eléctrica en el corto plazo (próximos 2 años), con un intervalo de confianza al 95%, se encuentre entre 222 y 266 GWh-día. De igual manera, se estima que el rango esperado para la demanda eléctrica, con un intervalo de confianza al 68%, se encuentre entre 222 y 258 GWh-día. Además, se prevé un crecimiento en la demanda promedio mes-día del 5,2% en el escenario medio.

Asimismo, los resultados a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2026 y 2040 podría tener un crecimiento promedio anual, en el escenario medio, que se establecería entre 2,20% y 7,26%, de acuerdo con la Gráfica 21b.

³⁹ UPME - Fedesarrollo. (2023). "Estimar posibles escenarios de variables macroeconómicas como la inflación y el crecimiento económico (PIB) a ser incorporadas en los modelos energéticos como variables de incidencia y analizar la intensidad energética considerando las metas establecidas de reducción de consumo energético del PAI PROURE; para proveer información objetiva que sirva de soporte a la toma de decisiones en el mercado energético". Octubre-Diciembre, 2023. Bogotá, Colombia. En línea: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Proyecciones_macroeconomicas_2023-12-22_UPME_3ra_Entrega_vf.pdf

⁴⁰ Banco de la República - BanRep. (2026). "Política monetaria y cambiaria: Informe de Política Monetaria". Informe de Política Monetaria – Enero de 2026. En línea: <https://www.banrep.gov.co/es/publicaciones-investigaciones/informe-politica-monetaria/enero-2026> (Consulta: mayo 22 de 2026).

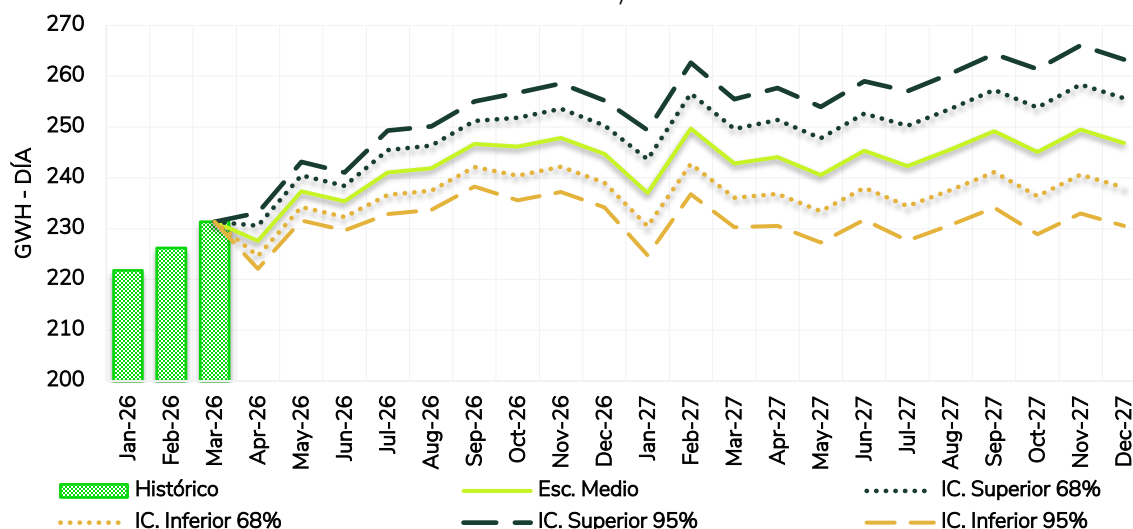
⁴¹ World Bank Group WB. (2026). "Global economic prospects". En línea: <https://databank.worldbank.org/source/global-economic-prospects> (Consulta: mayo 22 de 2026).

⁴² International Monetary Fund - IMF. (2026). "Real GDP growth". En línea: https://www.imf.org/external/datamapper/NGDP_RPCH@WEO/COL (Consulta: mayo 22 de 2026).

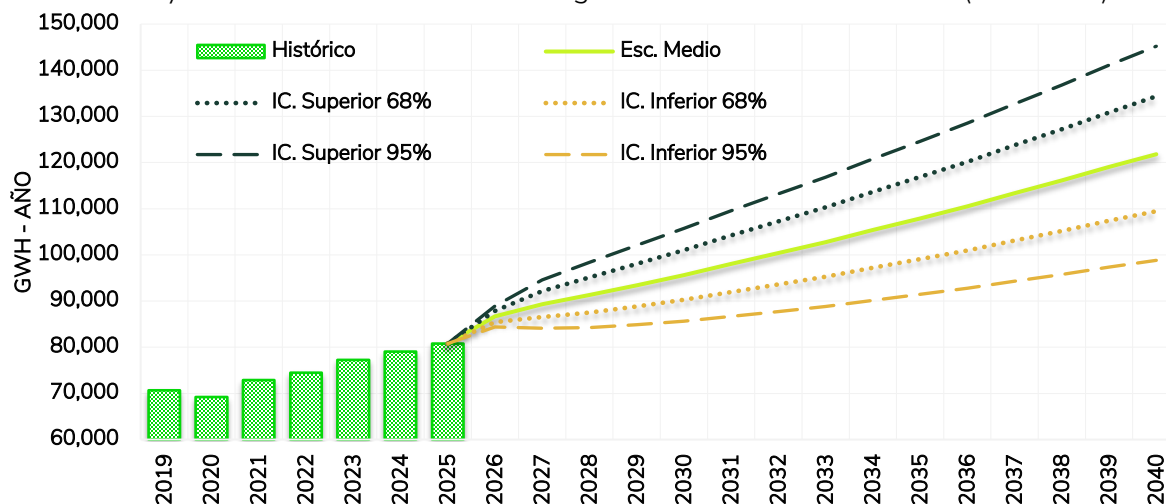
⁴³ Ministerio de hacienda y crédito público. (2026). "Marco Fiscal de Mediano Plazo 2025". Página 108. En línea: <https://www.minhacienda.gov.co/politica-fiscal/documentos-planeacion-financiera/marco-fiscal-mediano-plazo> (Consulta: mayo 22 de 2026).

Gráfica 21. Proyección de la demanda energía eléctrica del SIN - sin GCE

a. Proyección promedio mensual diaria de demanda energía eléctrica del SIN - sin GCE (GWh-día)



b. Proyección anual de demanda energía eléctrica del SIN - sin GCE (GWh-año)



Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

4.1.2 Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN+GCE+ME+GD

Esta sección contiene la proyección de demanda de energía eléctrica, incorporando los efectos de la Movilidad Eléctrica (ME) y la Generación Distribuida (GD). Adicionalmente, se incluye la información reportada a la UPME respecto de las demandas de Grandes Consumidores Especiales (GCE). Es importante resaltar que, a partir del 29 de diciembre de 2025, la demanda asociada a la

entrada de Argos Tolcementos se incluyó en los reportes de Indicadores de pronósticos oficiales de demanda del operador del sistema XM⁴⁴.

Por otra parte, durante 2024-2025 ingresaron otros GCE que no se encuentran reportados en los pronósticos oficiales de demanda elaborados por el operador del sistema XM. Esto se debe a que XM únicamente incorpora en sus reportes los GCE conectados al Sistema de Transmisión Nacional (STN), mientras que aquellos vinculados al Sistema de Transmisión Regional (STR) son reportados directamente ante el respectivo Operador de Red (OR). Como son el caso de:

- SierraCol: Ingreso al sistema el 15 de junio de 2024 y su OR ISA Intercolombia S.A. E.S.P.
- Cementos San Marcos: Ingreso al sistema el 22 de diciembre de 2023 y su OR Celsia Colombia S.A. E.S.P.
- Cemex Caracolito: Ingreso al sistema el 21 de septiembre 2024 y su OR Celsia Colombia S.A. E.S.P.
- Puerto Antioquia: Ingreso al sistema el 30 de abril de 2025 y su OR es EPM E.S.P.
- EAAR Canoas: Ingreso al sistema el 21 de octubre de 2025 y su OR es ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.

La Tabla 11 desglosa los consumos proyectados de los GCE en dos grupos, clasificados en relación con el grado de incertidumbre en el nivel de su demanda:

- Grupo 1 - Consumidores conectados al SIN: Consumidores que ya están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pero tienen menos de 10 años de historia o con solicitud adicional de demanda.
- Grupo 2 - Consumidores no conectados: Consumidores GCE que aún no se encuentran conectados, pero que tienen un concepto de conexión aprobado por la UPME o el OR.

Tabla 11. Información de GCE⁴⁵

Grupo	Nombre del GCE	Abreviatura	Radicado UPME Concepto de conexión	Área	Año de entrada
Grupo 1. GCE conectados al SIN con menos de 10 años de operación.	Rubiales	R	• 20151500000341 • 20241520145441 • 20241020006315 • 20251110179172 • 20251020009305 • 202601520001935 • 202601520001945 • 20261110018882	Oriental	2014 2025 2028

⁴⁴ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2026). "Indicadores de pronósticos oficiales de demanda". En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/informes-demanda/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda> (Consulta: abril 14 de 2026)

⁴⁵ Los Grandes Consumidores Especiales presentados en esta revisión, han sido actualizados y reportados por la Subdirección de Energía Eléctrica de la Unidad, con corte al 08 de abril de 2026.

Grupo	Nombre del GCE	Abreviatura	Radicado UPME Concepto de conexión	Área	Año de entrada
	Drummond Río Córdoba	DRC	20141500055111 20221000158621 20231110266172 20251110046262 202601110159712	Caribe	2015
	Tubos Caribe ⁴⁶	TC	20131500059741 202601110159712	Caribe	2019
	San Fernando	SF	20211520018061 20141500092361 20171520016481 20211520018061 20231540023501 20251110075142 202601110096222	Oriental	2021
	Drummond La Loma	DLL	20141500063731 20221110223472 20251110046262 20251110174962	Caribe	2023
	Ternium	T	20181520003441	Caribe	2024
	Magdalena Ecopetrol	MG	20101500041781 20241110314002	Nordeste	2024
	Reficar	RF	20161520003601 20221110170012 20231110120452 20241140002645 20241300125892 20251110098522 20251110136792 202601110106912	Caribe	2025
	Argos Tolcementos	AT	20231540025791 20231000087721 20251110379352	Caribe	2025
	SierraCol ⁴⁷	SC	20231540026411 20241110129842 20241110129842 20251110202492	Nordeste	2024
	Cementos San Marcos	CSM	20231540027971 20241110226822 20251110063412 202601110107392	Suroccidente	2024
	Cemex Caracolito	CC	20231540026841 20231540027301 20231110272302 20251110044522 202601110100892	Suroccidente	2024

⁴⁶ Esta carga tiene capacidad aprobada por 25 MW, pero se reporta sobre el máximo histórico que han tomado.

⁴⁷ Esta carga hace referencia a una repotenciación del usuario industrial SierraCol Energy Arauca, (anteriormente Occidental de Colombia) que se encuentra contemplada dentro de la carga del MC-OXY conectada directamente al STN.

Grupo	Nombre del GCE	Abreviatura	Radicado UPME Concepto de conexión	Área	Año de entrada
	Puerto Antioquia	PA	Informado ante el operador de red 20171520024341 20231140183611 20241110033752 20241110067382 20251520000401 20251110188542 20251110104432 20251110071762 20251110170892	Antioquia	2025
	EEAR Canoas ⁴⁸	EEAR	20211520092171 20231520150871 20241300059722 20241020008585 20251500062092 20251500165452 202601100091432	Oriental	2025
Grupo 2. GCE sin conexión al SIN, pero con concepto de conexión aprobado.	PTAR Canoas ⁴⁹	PTAR	20191520051501 20251020125031 20251110374162	Oriental	2027
	Metro de Bogotá	MBOG	20211520124031 20211520124041 20211520124051 20231300156642 20251020001895	Oriental	2025
	RegioTram	RTRAM	20211520122261 20211520122271 20241300059722 20241020006465 20241300059722 20251020011495 20251020003915 20251020009155 20251020011495 20251110048492 20251110175312	Oriental	2030
	ODC ⁵⁰ Caucasia	ODCC	Informado ante el operador de red 20211520065511	Antioquia	2026
	Metro de Medellín La 80	MED80	20241110067382 202601110103242	Antioquia	2025
	Peldar Zipaquirá	PZ	20231540023461 202601110159872	Oriental	2026

⁴⁸ EEAR: Estación Elevadora de Aguas Residuales.

⁴⁹ PTAR: Planta de Tratamiento de Aguas Residuales.

⁵⁰ ODC: Oleoducto de Colombia.

Grupo	Nombre del GCE	Abreviatura	Radicado UPME Concepto de conexión	Área	Año de entrada
	Dt Serena del Mar Fase 1 y Fase 2	SMAR1_2	20231540023351 20241520068753 20241020046163 20241020010425 20251110199662	Caribe	2026 2028
	Ultracem	ULTRACEM	20231540026781 20241020010365 2025111016092	Caribe	2027
	Lower Mine	LM	20231540021341 20241110048772 20241020003845 20251020148471 202601110107272	Suroccidente	2027
	Odata Navarra	ODATAN	20231540023521 20231000102311 20241020010495 202601110159742	Oriental	2027
	La Constancia R2	LCR2	20231540023541 20231000136471 20251020000185 20251020010605 20251110364562	Oriental	2028
	Tenjo 1	T1	20231540023511 20241020010375 20251020011505 20251110197242	Oriental	2028 2029 2030
	Carga MESSER 110 kV	MESSER	20251020010495	Caribe	2028
	El Alacrán - SC3094	ALACRAN	20251020010505	Caribe	2028

Nota: Los GCE presentados en esta revisión han sido actualizados y reportados por las empresas y los OR ante la UPME con corte al 08 de abril de 2026.

Adicional al ejercicio, se solicitó información a cada uno de los GCE reportados con el fin de determinar la demanda asociada a la capacidad solicitada ante la Unidad y, de esta manera, reducir significativamente la sobreestimación de la demanda. Como resultado de este procedimiento, se identificaron los siguientes ingresos:

- CARGA MESSER 110 kV: De acuerdo con el radicado 20251020010495, se reporta la FPO para el 31 de diciembre de 2027 con 7,6 MW.
- EL ALACRÁN SC_3044: De acuerdo con el radicado 20251020010505, se reporta la FPO para 31 de marzo de 2028 con 44 MW.

Por otra parte, de conformidad con lo establecido en el numeral 5 del artículo 5 de la Resolución UPME 757 de 2025, los usuarios finales a quienes la UPME les asignó capacidad de transporte en el marco de las Resoluciones UPME 1041 de 2024 y UPME 757 de 2025 disponían de un plazo de dos (2) meses contados a partir de la fecha en que quedara en firme el concepto de “APROBACIÓN”, para informar a esta Unidad la aceptación de la capacidad asignada y remitir la documentación correspondiente.

En particular, la citada resolución establece que:

“(…)

El interesado deberá presentar la información o documentación requerida por la UPME en esta etapa a través del siguiente enlace: <https://argogpl.upme.gov.co/FormularioWebmecanismotransitorioconexiones/>, diligenciando nuevamente la información básica del interesado y del proyecto, y seleccionando la opción “Aceptación capacidad de transporte asignada cargas”, manifestación que deberá ir acompañada de los siguientes documentos:

a) Copia de la aprobación por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), de la garantía de que trata el artículo 24 de la Resolución CREG 075 de 2021 o cualquiera que la modifique, adicione o sustituya.

b) Curva S de avance del proyecto con las fechas de los hitos señalados en el artículo 29 de la Resolución CREG 075 de 2021 o cualquiera que la modifique, adicione o sustituya.

(…)”

Expuesto lo anterior y teniendo en cuenta que, los proyectos BAVARIA GF COL – 12 MW, ESTACIÓN MIRAFLORES (SEMIR) – 25,52 MW y MONTERREY PORVENIR (ENERGEPO) – 26 MW no adelantaron el proceso de aceptación de la capacidad de transporte dentro de los plazos establecidos en la regulación vigente, la UPME se encuentra estructurando la correspondiente apertura del proceso de liberación de capacidad de transporte, de conformidad con lo dispuesto en el mismo numeral, el cual establece:

“Vencido el plazo anterior, la UPME verificará el cumplimiento de los citados requisitos y de encontrarlos cumplidos, se entenderá que el interesado ha aceptado la capacidad de transporte asignada; en caso contrario, se entenderá que ha desistido de la solicitud y liberará la capacidad de transporte asignada.”

Ahora bien, respecto del análisis de Vehículos Eléctricos (VE), se fundamentan en los valores obtenidos del Plan Energético Nacional - PEN 2025-2055, considerando el escenario de Políticas Declaradas⁵¹. Este escenario estima que la participación de los vehículos eléctricos dentro de la

⁵¹ UPME. (2025). Plan Energético Nacional 2025 – 2055 (en construcción). En línea: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional/>

demanda de energía eléctrica se encuentre entre 0,24% y 6,92% en el período comprendido entre 2026 a 2040, y con una contribución de entre 0,09 y 1,91 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica (ver Gráfica 22); se espera que el porcentaje del parque automotor eléctrico se comporte para: a) año 2026: 25,7% en el transporte liviano, 47,7% en el transporte masivo, 0,7% en motos y 25,9% en transporte pesado (total: 0,79 PJ); b) año 2033: 28,8% en el transporte liviano, 33,9% en el transporte masivo, 0,03% en motos y 37,3% en transporte pesado (total: 6,89 PJ); c) año 2040: 24,0% en el transporte liviano, 37,7% en el transporte masivo, 11,5% en motos y 26,9% en transporte pesado (total: 32,51 PJ).

Estos análisis y datos se fundamentan en los siguientes supuestos:

- i. Acumulado de vehículos eléctricos e híbridos (HEV/PHEV) al año 2024 es de 27.995 y 86.713, respectivamente (a partir de cifras ANDEMOS).
- ii. Proporción de vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV) respecto al total de híbridos constante: ~4,8%.
- iii. Se asume que los subsegmentos de transporte de carga pesada < 5,5 t tiene mayor probabilidad de alcanzar la electrificación.
- iv. Se asume que los subsegmentos más pesados tienden hacia combustibles gaseosos en la búsqueda de la transición energética.
- v. Se asume que la participación por categoría vehicular es aproximadamente igual para todos los departamentos.
- vi. Se asume que la participación de las ventas de eléctricos por departamento es aproximadamente igual a la participación de vehículos eléctricos en el stock.

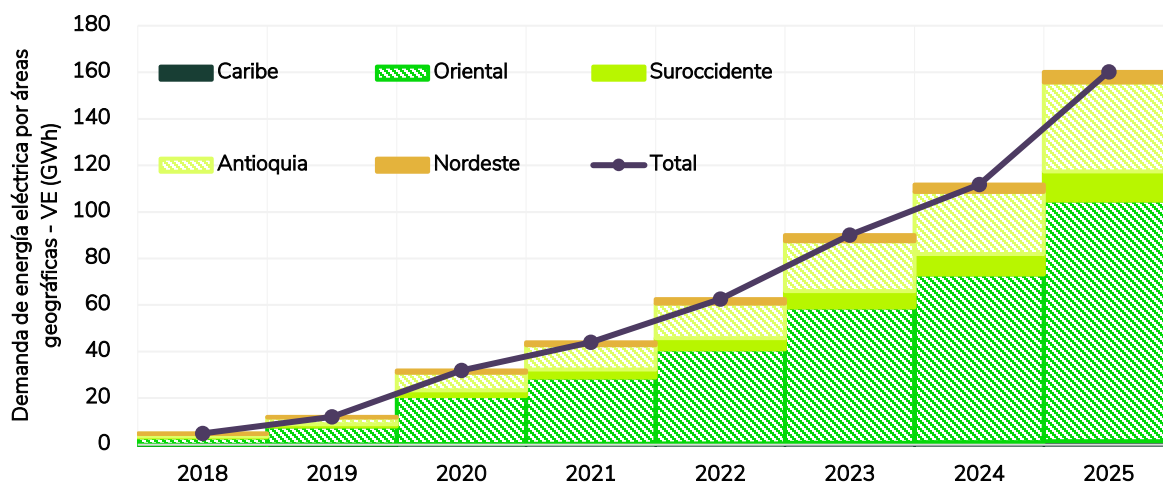
Cabe resaltar que en el escenario de Políticas Declaradas no se alcanza la meta establecida en la NDC⁵² de 600.000 vehículos eléctricos para 2030. Se requeriría el ingreso anual de más de 95.334 vehículos eléctricos a partir del 2025 para dar cumplimiento a la meta.

https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF4_PE_Movilidad_Sostenible_Publicacion_Tomo_I.pdf
Políticas Declaradas

- Explicación: Proyecta la oferta y demanda de energía considerando las opciones disponibles y más costo-efectivas, con una ambición climática limitada y un entorno aún con desafíos para su implementación. Refleja una trayectoria en la que se mantienen las políticas actuales vinculantes y ya adoptadas, y no incorpora iniciativas futuras o regulaciones en revisión.
- Justificación: Se considera el escenario línea base, útil para evaluar la brecha entre lo comprometido y lo necesario para alcanzar objetivos climáticos más ambiciosos. Refleja el uso de tecnologías disponibles y costo-efectivas. Aunque en este escenario no se alcanzan las metas de carbono neutralidad, sí refleja el progreso logrado hasta ahora y el uso de tecnologías actualmente disponibles y más costo-efectivas para el sistema.
- Valores clave: Baja ambición climática; continuidad en el uso de combustibles fósiles, según dinámicas de mercado; tecnologías actuales; menor inversión. Considera únicamente las políticas, estrategias y metas formalmente adoptadas y en implementación en el país hasta el año de corte del modelo (en este caso es el año 2021).

⁵² DNP. (2018). "Documentos CONPES 3934: Política de Crecimiento Verde". Julio, 2018. Bogotá, Colombia. Página: 96. En línea: https://www.dnp.gov.co/LaEntidad_/misiones/mision-crecimiento-verde/Documents/Pol%C3%ADtica%20CONPES%203934/CONPES%203934%20-%20Pol%C3%ADtica%20de%20Crecimiento%20Verde.pdf

Gráfica 22. Demanda eléctrica por áreas geográficas - VE⁵³ (GWh-año)



Fuente: UPME, PEN 2025 -2055 – en construcción (02 de mayo), 2026.

La información empleada para la proyección de la Generación Distribuida (GD) es la reportada por los Operadores de Red a la Unidad⁵⁴, en virtud de la Resolución CREG 174 de 2021⁵⁵ que actualiza la definición de Generación Distribuida presentada en la Resolución 030 de 2018. Vale la pena anotar que para la estimación de la proyección de la Generación Distribuida se empleó la metodología utilizada por Staffell & Stefan⁵⁶, en donde modela la generación de los generadores eólicos y solares, utilizando datos reportados y series de tiempo de variables climáticas (manteniendo constantes factores técnicos tales como capacidad instalada, ubicación y antigüedad).

⁵³ VE: Vehículos eléctricos.

⁵⁴ La información disponible y reportada de la capacidad instalada y declarada por parte de los Operadores de Red – OR para el año 2024 fue de 422,90 MW. (Fecha del reporte: 08 de abril de 2026)

Nota: La reducción del valor reportado en relación con el informe de revisión – Julio 2025, se debe a que los OR allegaron en su momento información que contenía duplicidad en algunos de los proyectos que tenían a su cargo. Por tal razón, el nuevo reporte fue depurado y con la mejor información con que se cuenta.

Esta información incluye la autogeneración a pequeña escala (AGPE) menor a 1 MW para el recurso solar.

Asimismo, esta información fue contrastada con la base de datos de la Unidad en cuanto a Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE para incentivos tributarios, la cual tiene una correlación superior al 98% entre el período 2018 a 2024.

⁵⁵ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. (2021). Resolución 174 de 2021 "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional". En línea: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm

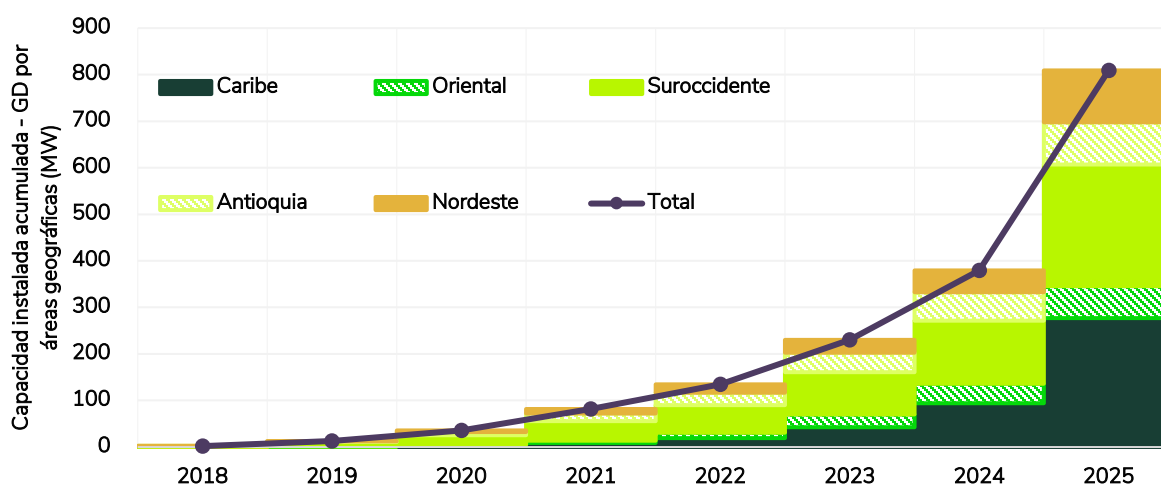
Definición Generación distribuida: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).

Definición Autogenerador a pequeña escala (AGPE): Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

⁵⁶ STAFFELL, IAIN & PFENNINGER, STEFAN. (2018). "The increasing impact of weather on electricity supply and demand". Energy 145, pages: 65 – 78, DOI: 10.1016/j.energy.2017.12.051

Ahora bien, haciendo un símil a lo expuesto anteriormente, clasificando los 27 departamentos en áreas geográficas con los que cuentan con capacidad instalada en GD solar en su estado de aprobación y de operación para el período 2018 a 2025 (i.e. 808,92 MW acumulados), solo 3 de estas áreas aportan con más del 80% (i.e. 649,33 MW acumulados) del total de la capacidad en mención. Para 2025, las regiones geográficas contribuyeron en participación de la siguiente manera: Caribe (i.e. 34,3%), Suroccidente (i.e. 32,3%), Nordeste (i.e. 14,3%), Antioquia (i.e. 11,3%) y Oriente (i.e. 8,5%) (ver Gráfica 23)

Gráfica 23. Capacidad instalada acumulada por áreas geográficas - GD (MW-año)



Fuente: UPME, reportada por los Operadores de Red a la Unidad (marzo 30), 2026.

Los resultados obtenidos para la proyección estimada por la Unidad en cuanto a GD, prevé que la instalación de GD continúe en aumento, alcanzando 3.331 MW a 2030 y 7.182 MW a 2040, en un escenario tendencial (ver Gráfica 24). Esto implicaría una participación negativa dentro de la demanda de energía eléctrica, entre -7,84% y -1,88%; lo que generaría una contribución negativa y restaría entre 1,03 y 0,27 puntos al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. Asimismo, se considera que esta podría suplir en promedio entre el 1,84% y el 7,27% de la demanda proyectada de energía eléctrica en el escenario medio del SIN+GCE+ME.

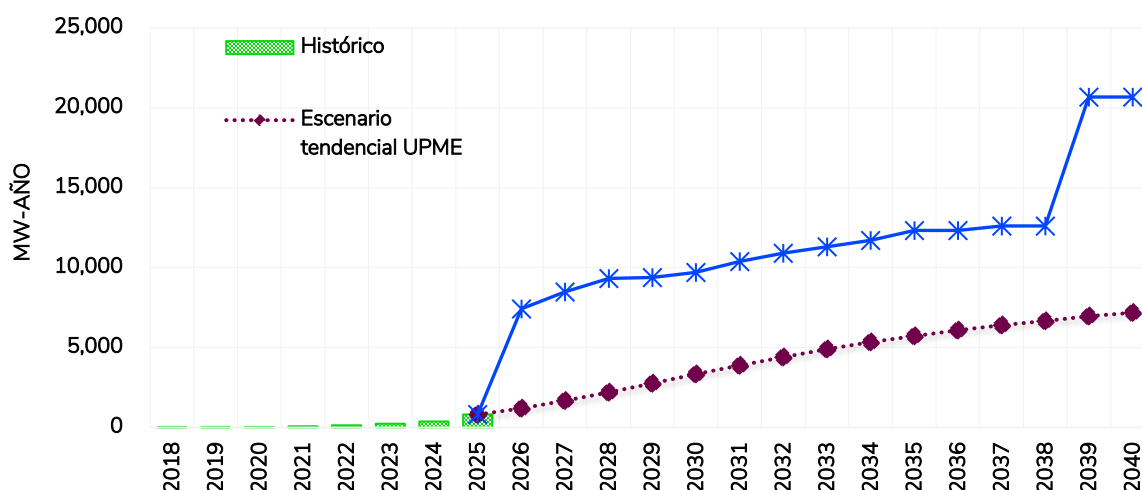
De otra parte, de acuerdo con el estudio de referencia presentado por Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA)⁵⁷ que “pretende hacer una estimación de un Potencial de mercado máximo (benchmark) con las condiciones de mercado actuales”, menciona que el “potencial técnico-económico de instalación de sistemas de GSD (Sistemas de generación solar fotovoltaica distribuida) en Colombia se estima en 471.000 instalaciones a nivel nacional, por un

⁵⁷ PNUMA. (2021). “La oportunidad de negocio de la Generación Solar Distribuida en Colombia: Mecanismos de financiamiento para la banca comercial”. Diciembre, 2021. Bogotá, Colombia. Páginas: 120 - 121. En línea: <https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2021/11/Generacio%CC%81n-Sole-Financiamiento-GDS-Col.pdf>

total de 7.424 MWp. Esta cantidad de sistemas generaría, en promedio, 10,1 TWh anuales de energía eléctrica distribuida, correspondiente a un 17,9% de la demanda total del SIN en 2019". Si bien actualmente existen restricciones para la implementación de dicho potencial, es importante tener en cuenta que la entrada de GD solar podría aumentar significativamente en los próximos años, por lo que todos los actores en la cadena de la energía eléctrica deberán tomar acciones para responder a dicha masificación.

Ahora bien, al realizar el ejercicio con las proyecciones de GD expuestas por el PNUMA, se mantiene la estimación de una participación negativa dentro de la demanda de energía eléctrica (entre -27,23% y -12,53%). Esto generaría igualmente una contribución negativa y restaría hasta 8,67 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda. De igual manera, se prevé que esta podría suplir en promedio entre el 11,13% al 21,40% de demanda proyectada de energía eléctrica SIN+GCE+ME.

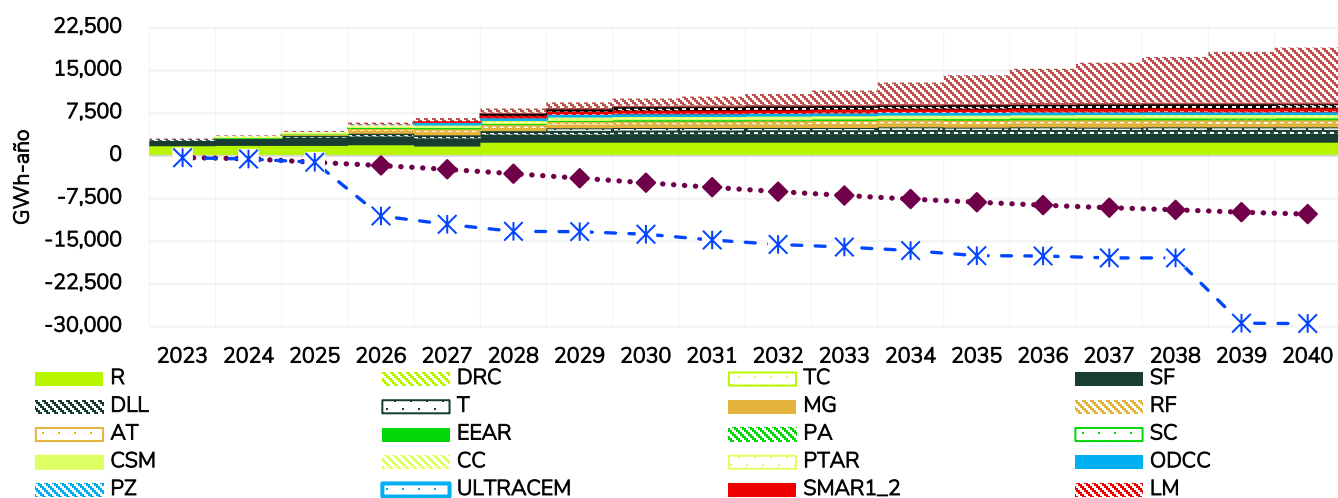
Gráfica 24. Escenario tendencial UPME vs Potencial de mercado máximo (PNUMA) anual de capacidad instalada de GD (MW-año)



Fuente: UPME, reportada por los Operadores de Red a la Unidad (marzo 30), 2026.

En la Gráfica 24 se presentan los resultados de capacidad instalada futura asociada a la GD, manteniendo un factor de utilización o de aprovechamiento aproximado del 20% (valor histórico), calculado con la relación entre la potencia demandada y la potencia instalada. Se estima que la capacidad instalada para la GD_UPME a 2026 será de 1.200 MW y para 2040 de 7.182 MW, con un crecimiento promedio año del 16,4%. En cuanto a la capacidad instalada para la GD_PNUMA a 2026 será de 7.424 MW y para 2040 de 20.677 MW, con un crecimiento promedio año del 62,5%. En la Gráfica 25, se presenta la información de GCE, ME y GD utilizada en esta proyección.

Gráfica 25. Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) GCE + ME⁵⁸ +GD.



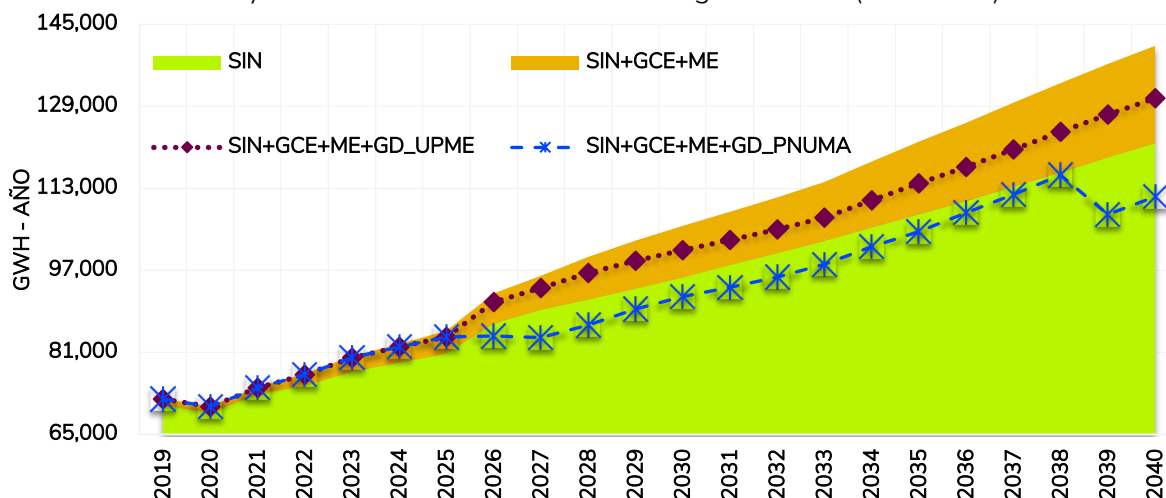
*Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisan en cada proyección.

Fuente: Pacífic Rubiales - PEL, Drummond, Tenaris, Ecopetrol - ISA Intercolombia, Transelca, EAAB, Metro1, ENEL, CFRO, Ecopetrol, 2026.

Al incluir la información de vehículos eléctricos y GCE Grupo 1, la demanda de energía eléctrica estimada en el escenario medio tendría un crecimiento anual entre el 2,49% y el 8,31%. Si se le adiciona la demanda asociada a los GCE Grupo 2, el crecimiento se ubicaría entre 2,56% y 8,60%, para el período 2025-2040.

Luego, si a esta demanda se le incluye la GD tendencial UPME, se presentaría un crecimiento anual promedio del 2,99%. Análogamente, si a esta demanda se le incluye la GD PNUMA, se presentaría una reducción del crecimiento anual promedio en dicho escenario de 1,50% (ver Gráfica 26).

Gráfica 26. Proyección anual de demanda de energía eléctrica (GWh-año) – Esc. Medio



Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

⁵⁸ Movilidad eléctrica incluye: Vehículos eléctricos, Metro de Bogotá, RegioTram, Metro de Medellín - La 80.

4.1.3 Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN⁵⁹

Para la construcción de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y de potencia máxima por áreas eléctricas, se emplean los valores obtenidos de la proyección de demanda del SIN, manteniendo la coherencia necesaria entre ambos resultados⁶⁰. Además, se consideran los efectos calendario, que permiten replicar la tendencia y estacional propia de la serie para una de las áreas de manera que se obtengan las proyecciones mensuales de la demanda de electricidad por áreas. La metodología empleada para la proyección por áreas de demanda de energía eléctrica como de potencia máxima es estimada mediante mínimos cuadrados ordinarios dinámicos⁶¹. Como resultado, se estima que para el período del 2026 al 2040, el crecimiento anual promedio en el escenario medio de la demanda por área se comporte así (Gráfica 27):

- Caribe: 4,19% (i.e. 30.852 GWh-año).
- Oriente: 1,25% (i.e. 20.618 GWh-año).
- Suroccidente: 1,53% (i.e. 17.587 GWh-año).
- Antioquia: 2,40% (i.e. 13.825 GWh-año).
- Nordeste: 3,27% (i.e. 10.867 GWh-año).
- GCE Existentes: 0,99% (i.e. 2.912 GWh-año).

En consecuencia, el crecimiento anual promedio de la demanda total por área para el período de análisis se prevé en 2,81%, en donde el aporte de las áreas al aumento del crecimiento sería estaría dado por 1,22 (Caribe), 0,25 (Oriente), 0,27 (Suroccidente), 0,32 (Antioquia), 0,34 (Nordeste) y 0,03 (GCE Existentes) puntos porcentuales.

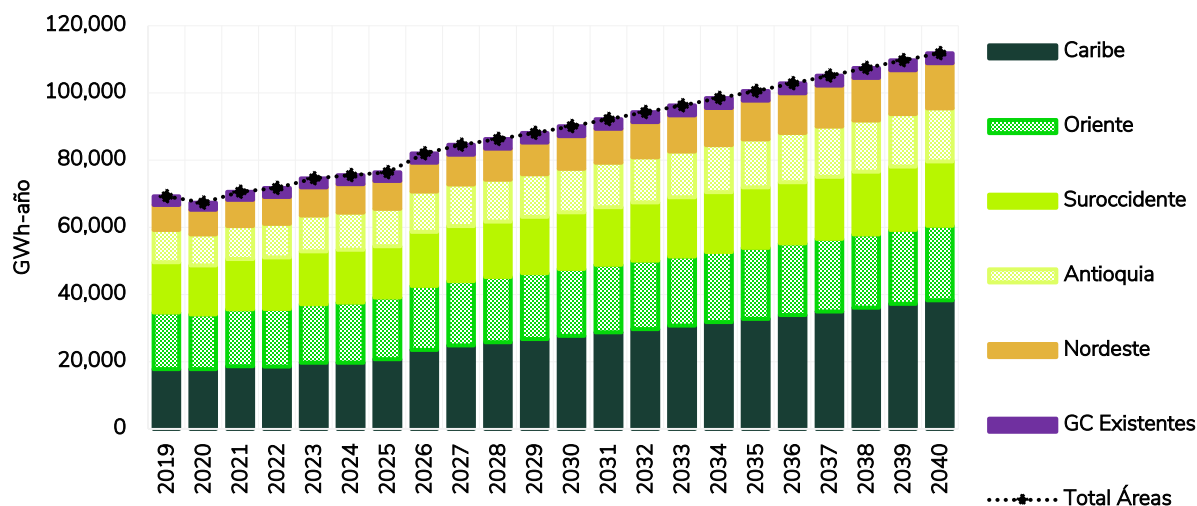
⁵⁹ Incluye las cargas especiales existentes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas)
No se incluyen las pérdidas del STN.

⁶⁰ La sumatoria de las demandas por áreas, cargas especiales existentes y pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional debe ser consistente con la demanda del SIN calculada.

⁶¹ MASI, RUMI & MASI, ABUL. (1996). "Stock-Watson dynamic OLS (DOLS) and error-correction modeling approaches to estimating long- and short-run elasticities in a demand function: New evidence and methodological implications from an application to the demand for coal in mainland China". ELSEVIER. Energy Economics. 18(4), 315-334.

Según Masih & Masih esta metodología: "genera estimaciones robustas principalmente cuando el número de observaciones consideradas es pequeño y las series no son estacionarias. Además, el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos corrige posibles problemas de simultaneidad entre las variables explicativas, al tiempo que considera diferente orden de integración de dichas variables. La potencial simultaneidad y el sesgo generado al trabajar con muestras pequeñas son tratados mediante la incorporación de valores rezagos y adelantos de las variables explicativas".

Gráfica 27. Proyección anual de demanda de energía eléctrica por áreas (GWh-año) – Esc. Medio.

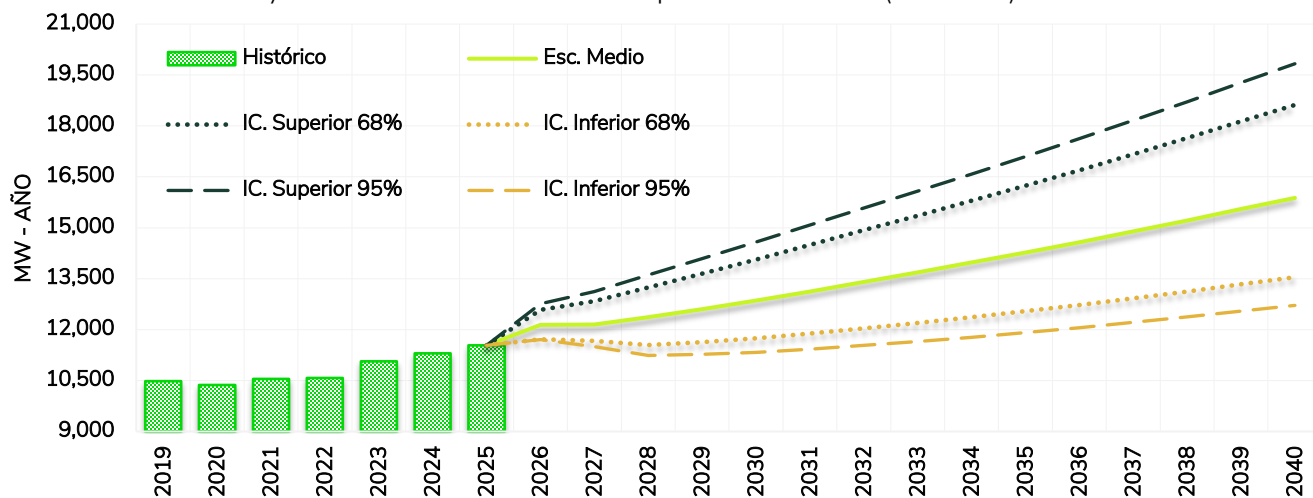


Fuente: UPME, Base de Datos XM ((abril 14), 2026.

4.1.4 Proyección de la demanda de potencia máxima

Los resultados obtenidos muestran que, para el periodo 2026-2040, la demanda de potencia máxima del SIN (sin incluir GCE) podría tener un crecimiento promedio anual del 2,16%, y con una probabilidad del 22%, para el escenario medio (ver Gráfica 28).

Gráfica 28. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) – sin GCE

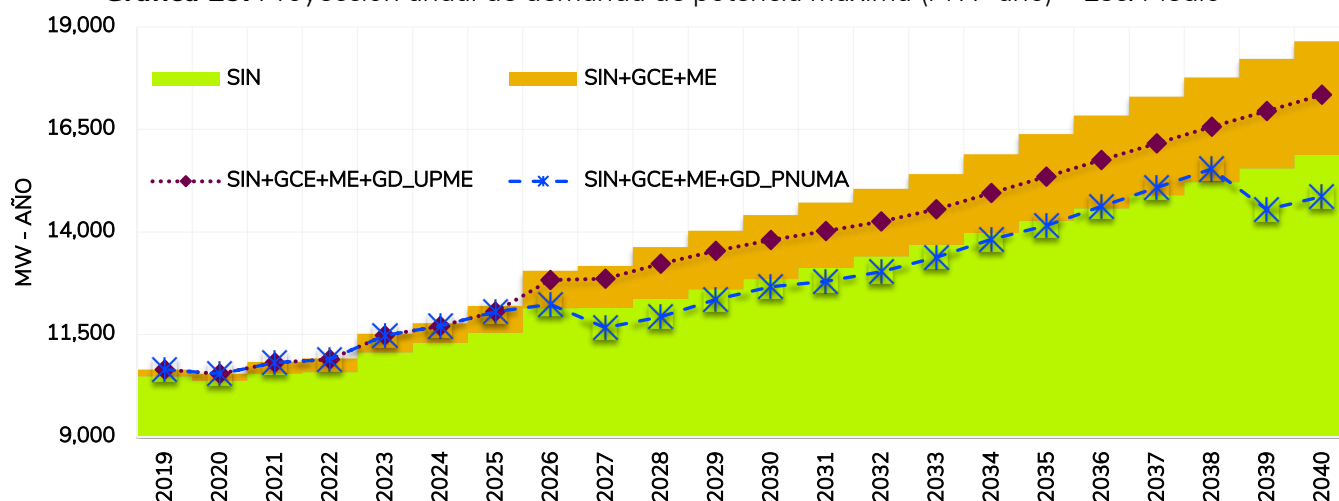


Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

Asimismo, se estima que la demanda de potencia máxima (al incluir GCE y ME en un escenario tendencial) presentaría un crecimiento promedio anual entre el 0,89% y el 7,05% para el período 2026-2040. Si adicionalmente a esta demanda se le incluye la GD_UPME, habría una reducción promedio en el crecimiento anual de 0,42 puntos porcentuales.

Similar a lo realizado en el numeral de la Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN+GCE+ME+GD, si a la demanda de potencia máxima que incluye GCE del Grupo 1 y Grupo 2 se le adiciona la GD_PNUMA, se presentaría una reducción promedio en el crecimiento anual de 1,45 puntos porcentuales (ver Gráfica 29).

Gráfica 29. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) – Esc. Medio



Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

ANEXOS

a. Desviaciones proyección UPME enero 2026 vs demanda real de energía

El enfoque de la revisión se basa en la disminución del error sistemático tipo ‘sesgo’, para producir resultados que no se aparten sistemáticamente del valor real. Para ello, se presentan los resultados para el período entre octubre de 2025 a marzo de 2026 de cada uno de los escenarios, en cuanto a: Error Promedio Porcentual (APE), el Error Promedio Absoluto (AAE), y el Error Cuadrático Medio (MSE), de acuerdo con el método de evaluación de la Agencia Internacional de Energía⁶² (IEA, por sus siglas en inglés).

A nivel Nacional:

Tabla 12. Errores de las proyecciones nacionales – Revisión enero 2026

- **Energía eléctrica**

		Con GCE nuevos ⁶³					
		Oct-25	Nov-25	Dic-25	Ene-26	Feb-26	Mar-26
APE	Esc. Medio	1,93%	1,27%	2,08%	0,00%	4,03%	-1,58%
	ICS 95%	4,38%	3,70%	4,53%	3,45%	7,62%	1,80%
	ICI 95%	-0,52%	-1,16%	-0,36%	-3,43%	0,46%	-4,95%
	ICS 68%	3,25%	2,58%	3,40%	1,86%	5,96%	0,24%
	ICI 68%	0,61%	-0,04%	0,76%	-1,85%	2,11%	-3,40%
AAE	Esc. Medio	139	90	150	0	266	118
	ICS 95%	315	262	326	247	502	135
	ICI 95%	37	82	26	246	30	370
	ICS 68%	234	182	245	133	393	18
	ICI 68%	44	3	55	132	139	253
MSE	Esc. Medio	0,04%	0,02%	0,04%	0,00%	0,14%	0,03%
	ICS 95%	0,20%	0,13%	0,21%	0,12%	0,49%	0,04%
	ICI 95%	0,00%	0,01%	0,00%	0,12%	0,00%	0,31%
	ICS 68%	0,11%	0,06%	0,12%	0,03%	0,30%	0,00%
	ICI 68%	0,00%	0,00%	0,01%	0,03%	0,04%	0,15%

⁶² CONSIDINE, TIMOTHY J. & CLEMENTE, FRANK A. (2007). “Gas-Market Forecast: Betting on bad numbers”.

En línea: http://peakwatch.typepad.com/Gas_Market_Forecasts.pdf

⁶³ Incluyen los grandes consumidores especiales, como: Rubiales, Drummond Río Córdoba, Tubos Caribe, San Fernando, Drummond La Loma, Ternium, Magdalena Ecopetrol Reficar, y Argos Tolcementos.

	Sin GCE nuevos						
		Oct-25	Nov-25	Dic-25	Ene-26	Feb-26	Mar-26
APE	Esc. Medio	0,51%	0,01%	0,84%	-2,05%	1,91%	-3,85%
	ICS 95%	3,06%	2,54%	3,39%	1,52%	5,62%	-0,34%
	ICI 95%	-2,03%	-2,52%	-1,71%	-5,61%	-1,80%	-7,34%
	ICS 68%	1,89%	1,37%	2,21%	-0,13%	3,91%	-1,96%
	ICI 68%	-0,85%	-1,35%	-0,53%	-3,97%	-0,09%	-5,73%
AAE	Esc. Medio	36	1	58	141	121	277
	ICS 95%	212	173	234	105	358	25
	ICI 95%	141	171	118	387	114	529
	ICS 68%	131	93	153	9	249	141
	ICI 68%	59	92	37	274	5	413
MSE	Esc. Medio	0,00%	0,00%	0,01%	0,04%	0,03%	0,19%
	ICS 95%	0,10%	0,06%	0,12%	0,02%	0,27%	0,00%
	ICI 95%	0,04%	0,06%	0,03%	0,31%	0,03%	0,69%
	ICS 68%	0,04%	0,02%	0,05%	0,00%	0,13%	0,05%
	ICI 68%	0,01%	0,02%	0,00%	0,16%	0,00%	0,42%

- Potencia máxima

	Con GCE nuevos						
		Oct-25	Nov-25	Dic-25	Ene-26	Feb-26	Mar-26
APE	Esc. Medio	1,91%	0,47%	0,89%	2,12%	1,08%	0,13%
	ICS 95%	3,53%	2,74%	3,69%	5,40%	4,70%	4,07%
	ICI 95%	0,31%	-1,75%	-1,83%	-1,04%	-2,41%	-3,64%
	ICS 68%	3,07%	2,09%	2,89%	4,45%	3,66%	2,93%
	ICI 68%	0,76%	-1,13%	-1,07%	-0,15%	-1,43%	-2,58%
AAE	Esc. Medio	228	56	107	253	129	17
	ICS 95%	423	330	444	644	561	498
	ICI 95%	37	211	220	124	287	446
	ICS 68%	367	252	347	532	436	359
	ICI 68%	91	136	128	18	171	316
MSE	Esc. Medio	0,04%	0,00%	0,01%	0,04%	0,01%	0,00%
	ICS 95%	0,12%	0,08%	0,14%	0,29%	0,22%	0,17%
	ICI 95%	0,00%	0,03%	0,03%	0,01%	0,06%	0,14%
	ICS 68%	0,09%	0,04%	0,08%	0,20%	0,13%	0,09%
	ICI 68%	0,01%	0,01%	0,01%	0,00%	0,02%	0,07%

		Sin GCE nuevos					
		Oct-25	Nov-25	Dic-25	Ene-26	Feb-26	Mar-26
APE	Esc. Medio	0,11%	-1,12%	-0,64%	-0,36%	-1,34%	-2,21%
	ICS 95%	1,80%	1,25%	2,28%	3,03%	2,42%	1,88%
	ICI 95%	-1,55%	-3,43%	-3,48%	-3,63%	-4,96%	-6,13%
	ICS 68%	1,31%	0,57%	1,44%	2,06%	1,34%	0,70%
	ICI 68%	-1,08%	-2,78%	-2,68%	-2,71%	-3,94%	-5,03%
AAE	Esc. Medio	13	129	74	41	154	260
	ICS 95%	207	145	263	349	278	221
	ICI 95%	179	397	402	419	570	722
	ICS 68%	151	66	166	237	154	82
	ICI 68%	125	321	310	313	453	593
MSE	Esc. Medio	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,02%	0,05%
	ICS 95%	0,03%	0,02%	0,05%	0,09%	0,06%	0,04%
	ICI 95%	0,02%	0,12%	0,12%	0,13%	0,24%	0,39%
	ICS 68%	0,02%	0,00%	0,02%	0,04%	0,02%	0,01%
	ICI 68%	0,01%	0,08%	0,07%	0,07%	0,15%	0,27%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

A nivel de áreas:

Tabla 13. Errores de las proyecciones por áreas – Revisión enero 2026

		Energía Eléctrica – Esc. Medio					
		Oct-25	Nov-25	Dic-25	Ene-26	Feb-26	Mar-26
Caribe	APE	0,89%	-3,78%	-0,21%	-2,54%	3,25%	-6,38%
	AAE	15	66	4	44	51	120
	MSE	0,01%	0,14%	0,00%	0,06%	0,08%	0,59%
Oriente	APE	0,69%	1,87%	1,25%	-1,67%	1,86%	-3,15%
	AAE	11	29	20	26	28	52
	MSE	0,01%	0,03%	0,02%	0,03%	0,03%	0,12%
Suroccidente	APE	-0,28%	0,89%	0,54%	0,37%	2,60%	-4,15%
	AAE	4	11	7	5	31	57
	MSE	0,00%	0,01%	0,00%	0,00%	0,06%	0,22%
Antioquia	APE	-1,26%	-0,51%	0,02%	-2,87%	1,44%	-6,62%
	AAE	12	5	0	27	13	66
	MSE	0,02%	0,00%	0,00%	0,08%	0,02%	0,56%
Nordeste	APE	-1,37%	-0,59%	1,22%	-0,34%	2,68%	-1,77%
	AAE	10	4	9	2	18	13
	MSE	0,02%	0,00%	0,02%	0,00%	0,06%	0,04%

		Potencia máxima – Esc. Medio					
		Oct-25	Nov-25	Dic-25	Ene-26	Feb-26	Mar-26
Caribe	APE	3,08%	-0,87%	0,58%	1,71%	-1,72%	-5,68%
	AAE	89	25	17	49	50	175
	MSE	0,08%	0,01%	0,00%	0,03%	0,03%	0,37%
Oriente	APE	1,91%	2,00%	1,06%	2,92%	2,00%	2,25%
	AAE	52	55	29	79	54	62
	MSE	0,04%	0,04%	0,01%	0,08%	0,04%	0,05%
Suroccidente	APE	-0,36%	-0,33%	-1,42%	1,90%	-0,34%	-2,43%
	AAE	9	8	36	47	8	62
	MSE	0,00%	0,00%	0,02%	0,03%	0,00%	0,06%
Antioquia	APE	2,25%	0,10%	-0,37%	1,51%	-0,07%	-2,02%
	AAE	37	2	6	25	1	34
	MSE	0,05%	0,00%	0,00%	0,02%	0,00%	0,04%
Nordeste	APE	1,17%	0,48%	1,95%	3,20%	0,23%	-0,05%
	AAE	15	6	24	39	3	1
	MSE	0,01%	0,00%	0,04%	0,10%	0,00%	0,00%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2026.

b. Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica a nivel Nacional

Tabla 14. Proyección de la demanda de energía eléctrica (GWh-año)

	SIN (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2026	86.651	88.904	84.405	87.862	85.443
2027	89.343	94.604	84.110	92.164	86.537
2028	91.311	98.397	84.275	95.109	87.539
2029	93.435	102.092	84.850	98.076	88.831
2030	95.638	105.733	85.638	101.050	90.274
2031	98.050	109.527	86.695	104.204	91.959
2032	100.391	113.198	87.730	107.258	93.598
2033	102.747	116.852	88.816	110.311	95.271
2034	105.361	120.776	90.150	113.629	97.197
2035	107.912	124.625	91.434	116.877	99.067
2036	110.508	128.522	92.761	120.172	100.981
2037	113.352	132.701	94.304	123.733	103.125
2038	116.135	136.822	95.785	127.235	105.208
2039	119.040	141.080	97.372	130.867	107.403
2040	121.808	145.204	98.822	134.364	109.463

Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima 2026-2040
Rev. Julio 2026 Subdirección de Demanda

	SIN + GCE + ME (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2026	92.511	94.765	90.265	93.723	91.304
2027	95.951	101.212	90.718	98.772	93.145
2028	99.623	106.708	92.586	103.421	95.850
2029	102.817	111.474	94.231	107.457	98.213
2030	105.675	115.771	95.675	111.087	100.312
2031	108.454	119.930	97.098	114.607	102.362
2032	111.255	124.063	98.595	118.123	104.463
2033	114.226	128.332	100.296	121.791	106.751
2034	118.244	133.659	103.033	126.512	110.081
2035	122.096	138.809	105.617	131.061	113.251
2036	125.809	143.823	108.063	135.473	116.282
2037	129.709	149.058	110.661	140.091	119.482
2038	133.496	154.183	113.146	144.596	122.569
2039	137.289	159.329	115.621	149.116	125.652
2040	140.798	164.194	117.812	153.353	128.453

	SIN + GCE + ME + GD_UPME (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2026	90.806	93.059	88.560	92.017	89.598
2027	93.571	98.832	88.338	96.391	90.765
2028	96.489	103.574	89.453	100.287	92.716
2029	98.897	107.555	90.312	103.538	94.293
2030	100.946	111.042	90.946	106.358	95.583
2031	102.931	114.408	91.576	109.085	96.840
2032	104.980	117.788	92.320	111.848	98.188
2033	107.284	121.389	93.353	114.848	99.808
2034	110.659	126.074	95.448	118.927	102.495
2035	113.970	130.683	97.491	122.935	105.125
2036	117.150	135.163	99.403	126.814	107.623
2037	120.610	139.959	101.561	130.991	110.383
2038	124.021	144.707	103.670	135.121	113.093
2039	127.398	149.439	105.730	139.226	115.762
2040	130.564	153.960	107.578	143.119	118.219

	SIN + GCE + ME + GD_PNUMA (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2026	84.210	86.464	81.964	85.422	83.003
2027	83.904	89.165	78.671	86.724	81.097
2028	86.348	93.433	79.312	90.146	82.575
2029	89.477	98.135	80.892	94.118	84.874
2030	91.885	101.981	81.885	97.297	86.522
2031	93.702	105.179	82.347	99.856	87.611
2032	95.714	108.521	83.053	102.582	88.921
2033	98.206	112.311	84.275	105.770	90.730
2034	101.620	117.035	86.410	109.888	93.457
2035	104.586	121.300	88.108	113.552	95.741
2036	108.251	126.264	90.504	117.914	98.723
2037	111.807	131.156	92.759	122.189	101.580
2038	115.588	136.274	95.237	126.688	104.660
2039	107.910	129.950	86.242	119.737	96.273
2040	111.335	134.732	88.350	123.891	98.990

Fuente: UPME. 2026

c. Resultados de proyección de demanda de potencia máxima a nivel Nacional

Tabla 15. Proyección de la demanda de potencia máxima (MW-año)

	SIN (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2026	12.142	12.766	11.704	12.585	11.714
2027	12.152	13.119	11.498	12.836	11.672
2028	12.366	13.612	11.240	13.246	11.546
2029	12.601	14.095	11.270	13.653	11.629
2030	12.853	14.580	11.331	14.067	11.743
2031	13.125	15.078	11.424	14.495	11.884
2032	13.406	15.581	11.535	14.929	12.038
2033	13.686	16.079	11.650	15.359	12.196
2034	13.975	16.584	11.776	15.796	12.363
2035	14.273	17.100	11.914	16.244	12.542
2036	14.577	17.623	12.058	16.697	12.726
2037	14.892	18.160	12.213	17.164	12.921
2038	15.217	18.709	12.376	17.642	13.125
2039	15.552	19.274	12.548	18.133	13.337
2040	15.880	19.832	12.715	18.618	13.544

	SIN + GCE + ME (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2026	13.052	13.676	12.488	13.496	12.625
2027	13.168	14.135	12.403	13.853	12.577
2028	13.630	14.875	12.498	14.509	12.809
2029	14.027	15.521	12.691	15.079	13.056
2030	14.410	16.138	12.887	15.624	13.300
2031	14.720	16.673	13.019	16.090	13.479
2032	15.051	17.225	13.179	16.574	13.683
2033	15.411	17.804	13.375	17.084	13.921
2034	15.893	18.502	13.695	17.715	14.282
2035	16.383	19.210	14.023	18.354	14.651
2036	16.838	19.884	14.319	18.959	14.987
2037	17.301	20.568	14.622	19.573	15.330
2038	17.764	21.256	14.923	20.189	15.671
2039	18.222	21.944	15.219	20.804	16.008
2040	18.645	22.597	15.481	21.383	16.310

	SIN + GCE + ME + GD_UPME (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2026	12.832	13.456	12.270	13.275	12.404
2027	12.862	13.829	12.072	13.546	12.259
2028	13.224	14.469	12.112	14.103	12.413
2029	13.534	15.029	12.226	14.587	12.582
2030	13.802	15.529	12.296	15.016	12.702
2031	14.024	15.977	12.332	15.394	12.785
2032	14.258	16.433	12.386	15.781	12.890
2033	14.548	16.941	12.512	16.221	13.058
2034	14.949	17.558	12.763	16.770	13.346
2035	15.351	18.178	13.011	17.322	13.633
2036	15.756	18.802	13.237	17.876	13.905
2037	16.162	19.429	13.482	18.434	14.191
2038	16.568	20.061	13.728	18.994	14.476
2039	16.951	20.673	13.947	19.532	14.736
2040	17.343	21.295	14.190	20.081	15.015

	SIN + GCE + ME + GD_PNUMA (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2026	12.237	12.328	12.237	12.237	12.237
2027	11.667	12.634	10.839	12.352	11.029
2028	11.931	13.153	10.820	12.794	11.125
2029	12.348	13.819	11.031	13.384	11.390
2030	12.661	14.388	11.139	13.875	11.551
2031	12.799	14.752	11.108	14.169	11.561
2032	13.033	15.208	11.177	14.556	11.673
2033	13.382	15.759	11.364	15.040	11.905
2034	13.822	16.409	11.640	15.628	12.222
2035	14.154	16.981	11.795	16.125	12.423
2036	14.623	17.669	12.104	16.744	12.772
2037	15.081	18.348	12.401	17.353	13.110
2038	15.538	19.030	12.697	17.963	13.446
2039	14.547	18.231	11.572	17.103	12.354
2040	14.868	18.818	11.722	17.604	12.546

Fuente: UPME. 2026

d. Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica por áreas – SIN

Tabla 16. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario medio (GWh-año)

	SIN (GWh-año)					
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	GC Existentes
2026	23.558	19.049	16.041	12.010	8.594	2.720
2027	24.844	19.196	16.299	12.404	8.898	2.955
2028	25.788	19.436	16.502	12.490	9.182	2.896
2029	26.739	19.670	16.703	12.669	9.475	2.887
2030	27.704	19.905	16.911	12.888	9.780	2.886
2031	28.722	20.166	17.144	13.163	10.109	2.902
2032	29.716	20.399	17.356	13.428	10.434	2.909
2033	30.718	20.627	17.569	13.700	10.768	2.912
2034	31.762	20.869	17.797	14.006	11.121	2.924
2035	32.797	21.090	18.011	14.302	11.475	2.932
2036	33.876	21.327	18.243	14.614	11.850	2.937
2037	34.990	21.570	18.482	14.951	12.241	2.950
2038	36.080	21.782	18.698	15.266	12.627	2.956
2039	37.204	22.000	18.923	15.593	13.030	2.959
2040	38.281	22.181	19.122	15.887	13.421	2.951

Fuente: UPME. 2026

e. Resultados de proyección de demanda de potencia máxima por áreas - SIN

Tabla 17. Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario medio (MW-año)

	SIN (MW-año)					
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	GC Existentes
2026	3.409	2.773	2.573	1.746	1.302	381
2027	3.490	2.762	2.569	1.750	1.306	397
2028	3.628	2.759	2.549	1.738	1.325	381
2029	3.754	2.793	2.572	1.757	1.359	379
2030	3.884	2.829	2.597	1.780	1.397	379
2031	4.019	2.868	2.624	1.807	1.437	381
2032	4.158	2.907	2.648	1.835	1.479	384
2033	4.300	2.947	2.675	1.864	1.521	385
2034	4.446	2.991	2.706	1.894	1.564	387
2035	4.597	3.032	2.737	1.925	1.609	390
2036	4.749	3.071	2.766	1.957	1.656	392
2037	4.907	3.113	2.797	1.991	1.705	394
2038	5.067	3.156	2.824	2.025	1.755	397
2039	5.235	3.201	2.856	2.061	1.807	399
2040	5.405	3.246	2.892	2.095	1.859	401

Fuente: UPME. 2026

