

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

2025-2039

Revisión Enero de 2026





© UPME

Av. Calle 26 # 69 D-91 Torre 1 - Piso 9

Bogotá - Colombia

Tel.: +57 6012220601

upme.gov.co

EDWIN PALMA EGEA

Ministro de Minas y Energía

INDIRA PORTOCARRERO OSPINA

Directora General UPME

JOHANNA STELLA CASTELLANOS ARIAS

Subdirectora de Demanda

Subdirección de Demanda:

WILLIAM ALBERTO MARTÍNEZ MORENO

LUISA FERNANDA BEDOYA VÉLEZ

DAVID ANDRÉS SERRATO TOBÓN

NICOLÁS ALONSO CASTILLO RINCÓN

Comunicaciones:

KAREN MORENO PLATA

Asesora de la Dirección

DIEGO PEÑARANDA JUYÓ

Diseño y Diagramación



Resumen Ejecutivo

En la presente revisión, se destacan los siguientes elementos respecto al comportamiento observado de la demanda para el período de enero a septiembre de 2025:

- a. La demanda acumulada de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) reportada fue de 62.585 GWh (i.e. 6.954 GWh-mes), con un crecimiento promedio mes del 1,64% con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior. Es de resaltar que el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM en su informe de octubre de 2025, estima que, durante el próximo semestre, el clima del país estará influenciado por el ciclo estacional, la oscilación de Madden-Julian, otras ondas ecuatoriales y la transición de la fase fría del ENOS hacia condiciones neutrales a inicios de 2026. En ese sentido, se afirma que, para noviembre de 2025 se prevén lluvias por encima de lo normal en las regiones Caribe, Andina, Pacífica y el centro-occidente de la Orinoquía, con aumentos estimados entre el 10% y el 30%.
- b. La demanda de energía eléctrica promedio mensual se distribuyó en cada una de las áreas eléctricas¹ de la siguiente forma: 1.877,37 GWh-mes para Caribe, 1.768,34 GWh-mes en Oriente, 1.289,37 GWh-mes para Suroccidente, 929,83 GWh-mes en Antioquia, y 811,07 GWh-mes para Nordeste. Adicionalmente, los crecimientos anuales para el período de análisis de estas áreas se encuentran en 5,14%, 3,39%, -3,69%, 0,19%, y -0,42%, y con contribuciones de 1,45, 0,90, -0,71, 0,03 y -0,05 puntos porcentuales respectivamente.
- c. En cuanto a la demanda eléctrica promedio mensual del Mercado Regulado (MR), estuvo en los 4.768 GWh-mes (i.e. 157,17 GWh-día) y con un crecimiento mensual promedio del 1,14% con respecto al mismo período de 2024. El MR ha mostrado una reducción en: a) crecimiento de aproximadamente 4.74pp, debido a que, hasta el tercer trimestre de 2024 se tuvo presencia del fenómeno de El Niño, por lo que incidió en los valores observados en la demanda nacional, y b) participación de 0.38pp, con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior. Asimismo, 2.149 GWh-mes (i.e. 70,87 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 2,99% con respecto al mismo período del año anterior. Caso contrario al observado en el MR, este mercado ha mostrado un aumento en: a) crecimiento de aproximadamente 4,35pp, y b) participación de 0,38pp, con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior.
- d. Durante el periodo de análisis, la demanda del MNR fue liderada por las industrias manufactureras (850,25 GWh-mes) y la explotación de minas y canteras (673,55 GWh-mes). A estos sectores les siguieron el rubro de otras actividades no especificadas (371,73 GWh-mes), comercio al por mayor y menor (105,99 GWh-mes), agricultura y ganadería (82,93 GWh-mes), y administración pública y defensa (64,78 GWh-mes).
- e. El seguimiento del escenario pronosticado demostró una alta confiabilidad del modelo. Para el periodo abril-septiembre de 2025, el Error Cuadrático Medio (MSE) de las proyecciones de energía eléctrica del SIN osciló entre el 0,05% y el 0,27%. Para la potencia máxima

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.

(excluyendo GCE² nuevos), el error cuadrático medio promedio se ubicó entre 0,06% y 0,28%. Adicionalmente, el seguimiento al comportamiento de las proyecciones por áreas eléctricas expuestas en el informe de julio de 2025 para energía eléctrica del SIN, en donde se evidencia que éstas replican en gran medida el comportamiento (tendencia y estacionalidad) del valor real, alcanzado un error medio cuadrático para el escenario medio de proyección entre: i) 0,01% al 0,29% - Caribe, ii) 0,02% al 0,13% - Oriente, iii) 0,01% al 0,17% - Suroccidente, iv) 0,01% al 0,18% - Antioquia, y v) 0,02% al 0,15% - Nordeste.

Respecto de las se perspectivas de la demanda para el período 2025-2029, se resaltan los siguientes elementos:

- a. Se estima que la demanda de energía eléctrica (excluyendo Grandes Consumidores Especiales nuevos, Movilidad Eléctrica y Generación Distribuida) registrará un crecimiento promedio mes-día del 2,7 % a corto plazo bajo el escenario medio. A mediano y largo plazo (2025-2039), el crecimiento promedio anual base se proyecta en un 2,52 %.
- b. Con relación a los GCE se reportó que, a partir del 05 de junio de 2025 se registró demanda asociada a la entrada de Reficar en los reportes de Indicadores de pronósticos oficiales de demanda del operador del sistema XM. Además, 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 Bavaria GF COL, Estación Miraflores – SEMIR, y Monterrey Porvenir – ENERGEPO. Adicionalmente, mediante el radicado UPME No. 20251020009655 del 11 de noviembre de 2025, se resolvió la liberación de la capacidad de transporte asignada al Proyecto de Carga ODATA COTA de 20 MW, conectado a la Subestación Bacatá 115 kV, conforme al concepto de conexión con radicado UPME No. 20231540023481.
- c. Al igual que en el informe presentado en la revisión de Julio de 2025, se exponen las estimaciones futuras de demanda para vehículos eléctricos por áreas geográficas, los cuales fueron calculados a partir de los resultados que se encuentran en revisión para el Plan Energético Nacional - PEN 2024-2054 (que se encuentra en construcción al momento de la realización de este informe) en el escenario de Políticas Declaradas.
- d. Para las predicciones de Generación Distribuida (GD) se prevé que, la instalación de GD continúe en aumento, alcanzando 2.264 MW a 2030 y 4.332 MW a 2039, en un escenario tendencial. Cabe mencionar que, la información histórica presentada es dinámica, ya que los OR aún continúan reportando y actualizando dicha información.
- e. El crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica incluyendo GCE, ME y GD_UPME, se estima que sea del 3,01% anual, asimismo, se estima que el crecimiento promedio de la demanda con GD_PNUMA para el período comprendido entre 2025-2039, se encuentre alrededor del 1,70% año, con relación al escenario medio.

2 GCE: Grandes Consumidores Especiales.

Contenido

Resumen Ejecutivo	3
1. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima del SIN	7
a. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN	7
b. Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas	8
c. Comportamiento de la demanda por áreas	11
d. Comportamiento de la demanda por mercado en cada área	15
e. Comportamiento real vs proyecciones de la UPME	18
2. Proyección de la demanda de energía en Colombia	22
a. Modelo de proyección anual demanda de energía eléctrica a largo plazo	22
b. Resultados	24
i. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN	24
ii. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN+GCE+ME+GD	25
iii. Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN	33
iv. Proyección de la demanda de potencia máxima	34
3. Análisis territorial y transición Energética Justa frente a las proyecciones de demanda de energía eléctrica	36
a. Impactos territoriales de la demanda:	36
b. Desafíos para la Transición Energética Justa	37
c. Recomendaciones sectoriales	37
d. Consideraciones finales	38
Anexos	39
a. Desviaciones proyección UPME julio 2025 vs	39
demanda real de energía	39
b. Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica a nivel Nacional	42
c. Resultados de proyección de demanda de potencia máxima a nivel Nacional	44
d. Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica por áreas – SIN	46
e. Resultados de proyección de demanda de potencia máxima por áreas - SIN	47

Introducción

La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) presenta en este documento la proyección de demanda de energía eléctrica para el periodo 2025-2039. Este informe estima la tendencia a largo plazo del consumo energético a nivel nacional, a partir de la información histórica de la demanda y las expectativas de crecimiento económico del país para los próximos quince (15) años. El propósito de este informe técnico es proveer información objetiva que sirva de soporte para la toma de decisiones de inversión en infraestructura de abastecimiento energético y contribuya a la construcción de consensos sobre los proyectos y apuestas prioritarias del sector.

Como valor agregado analítico, el documento incorpora un capítulo final que introduce una lectura desde el enfoque territorial, orientada a contextualizar los resultados de la proyección en función de las dinámicas sociales, económicas y ambientales de los territorios. Este análisis busca ampliar los elementos de interpretación para la toma de decisiones, reconociendo que la demanda energética se manifiesta de manera diferenciada en el territorio.

En esta línea, la UPME prevé que en futuras versiones de este ejercicio se continúe fortaleciendo la incorporación del enfoque territorial, mediante el desarrollo progresivo de análisis cuantitativos más desagregados e integrados con variables territoriales, así como una mayor profundización en el nivel residencial, siendo el más representativo dentro de la demanda energética nacional, en la medida en que la disponibilidad de información lo permitan.

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. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima del SIN

a. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN

Entre enero y septiembre de 2025, la demanda acumulada se situó en 62.585 GWh (i.e. 6.954 GWh-mes), lo que representa un crecimiento promedio mensual del 1,64% frente al mismo período del año anterior. (Gráfica 1). El desempeño interanual varió por trimestre: se registró una contracción del 0,98% (i.e. 6.768 GWh-mes promedio) en el primer trimestre, seguida de una recuperación con incrementos del 2,00% (i.e. 6.894 GWh-mes promedio) en el segundo trimestre y 3,91% (i.e. 7.199 GWh-mes promedio) y tercer trimestre, respectivamente.

Es de resaltar que, la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica³ (NOAA, sigla en inglés) ha emitido un comunicado en donde expresa que, las condiciones de La Niña están presentes y se favorece que persistan hasta diciembre 2025 a febrero 2026, con una probable transición a ENSO (acrónimo en inglés El Niño-Oscilación del Sur) neutral en enero a marzo 2026 (probabilidad del 55%). Asimismo, en este comunicado expone que el IRI y el Multi-Modelo conjunto de Norteamérica indican el favorecimiento de La Niña hasta el invierno del hemisferio norte 2025-2026. Además, en estos momentos se espera que La Niña permanezca débil (valores promedio de 3-meses del Niño-3.4 en o entre -0.5°C y -0.9°C).

El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales – IDEAM en su informe de octubre de 2025⁴, expresa lo siguiente: “se espera que las condiciones climáticas del país durante el próximo semestre estén determinadas principalmente por el ciclo estacional propio de la época del año, las fluctuaciones asociadas a la oscilación de Madden-Julian y otras ondas ecuatoriales; así como, por la evolución de la fase fría del ENOS en los que resta de 2025 y su tránsito a condiciones neutrales a inicios del 2026. En cuanto a la precipitación, el modelo probabilístico del IDEAM prevé que, para noviembre de 2025, las lluvias estarían por encima de lo normal en la mayor parte de las regiones Caribe, Andina, Pacífica e incluso hacia el centro oeste de la Orinoquía. El modelo determinístico estima incrementos entre el 10 % y el 30 % en estas zonas”.

De otra parte, el Bureau de Meteorología⁵ (BOM, sigla en inglés) de Australia, en su monitoreo del hemisferio sur para las regiones de los Océanos: Pacífico, Índico y Austral ha expuesto que: “a) el fenómeno de El Niño-Oscilación del Sur (ENSO) se mantiene neutral. Si bien existen indicios de un posible desarrollo de La Niña en el océano Pacífico tropical y la atmósfera, estas señales aún no se han mantenido con la suficiente intensidad o duración como para cumplir con los criterios de la Oficina Meteorológica para un evento activo, b) algunos indicadores atmosféricos, como los vientos alisios, la presión y la nubosidad sobre el Pacífico central ecuatorial, muestran indicios

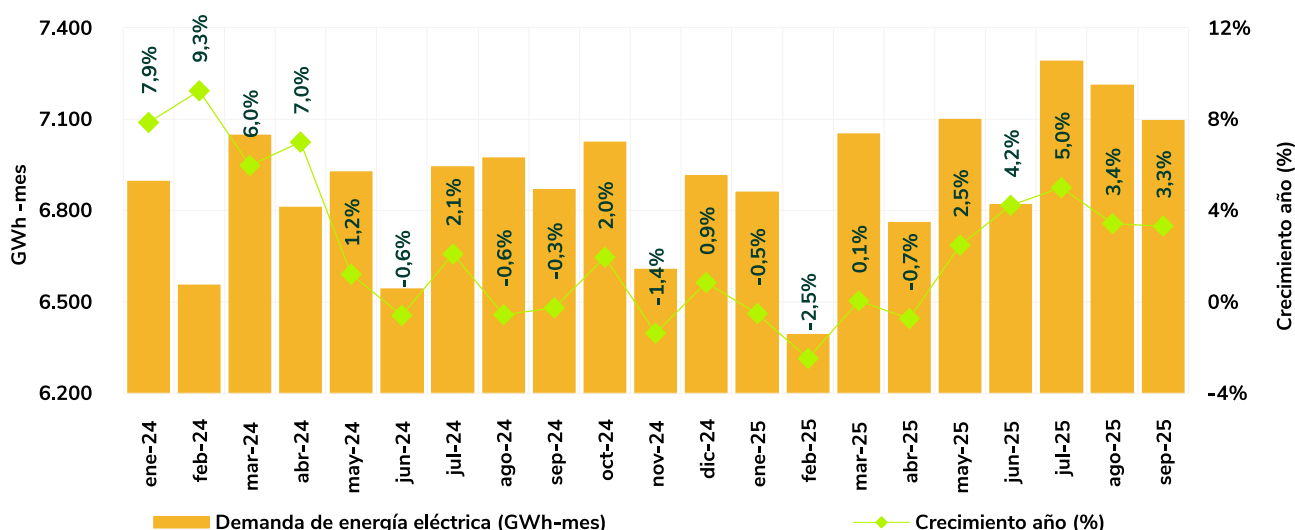
³ National Weather Service- Climate Prediction Center – NOAA. (2025). “El Niño/Southern Oscillation (ENSO). Diagnostic Discussion: ENSO Alert System Status: La Niña Advisory”. Issued: 09 October 2025. Online: https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ens0_advisory/ensodisc.shtml (Consulta: Noviembre 05 de 2025)

⁴ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM. (2025). “Informe de predicción climática a corto, mediano y largo plazo”. Grupo de Modelamiento de Tiempo y Clima, Subdirección de Meteorología Octubre 14, 2025. En línea: https://bart.ideam.gov.co/wrfideam/new_modelo/CPT/informe/Informe.pdf (Consulta: Noviembre 05 de 2025)

⁵ Bureau Of Meteorology - BOM. (2025). “Climate: Forecasts & monitoring: Southern hemisphere monitoring: Pacific, Indian and Southern ocean regions”. Issued: 28 October 2025. Online: <https://www.bom.gov.au/climate/ens0/?ninoIndex=nino3.4&index=rnino34&period=weekly#tabs=Descripci%C3%B3n-general> (Consulta: Noviembre 05 de 2025)

del desarrollo de La Niña. El Índice de Oscilación del Sur (SOI) a 30 días superó recientemente el valor de +7, aunque el SOI a 90 días se mantiene neutral. La Oscilación Madden-Julian está intensificando los vientos alisios sobre el Pacífico occidental (a fecha de 26 de octubre de 2025), lo que podría propiciar a corto plazo condiciones de La Niña, y c) el modelo de la Oficina Meteorológica predice actualmente que las temperaturas del océano Pacífico tropical probablemente alcancen los niveles de La Niña durante noviembre y diciembre, antes de volver a niveles neutros. Este pronóstico coincide con el de la mayoría de los modelos internacionales evaluados, aunque estos generalmente muestran un enfriamiento ligeramente mayor en comparación con el modelo de la Oficina”.

Gráfica 1. Evolución de la demanda mensual de energía eléctrica en el SIN 2024- 2025p⁶



Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025

b. Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

Durante los primeros nueve meses del 2025, la demanda del Mercado No Regulado (MNR) registró un crecimiento interanual del 3,26% y un aumento de 4,4 puntos porcentuales (pp) respecto del valor observado en el mismo periodo de 2024 (-1,15%). Este comportamiento se explica principalmente por: (i) crecimientos sectoriales en Explotación de minas y canteras (2,48pp), Industrias manufactureras (1,40pp), y Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (0,22pp), los cuales, en conjunto, representaron el 76,82% de la demanda del MNR entre

⁶ Valores definitivos con corte a septiembre de 2025.

enero y septiembre de 2025; y (ii) aportes negativos⁷ solo en los sectores clasificados como “Otros sectores”, Administración pública, y Comercio al por mayor y al por menor, que contribuyeron con -0,59pp, -0,13pp y -0,13pp, respectivamente, al dato general (ver Gráfica 2b).

Como resultado de lo anterior, en los primeros nueve meses del 2025 la demanda promedio mensual sectorial del MNR se distribuyó de la siguiente manera: Industrias manufactureras (850,25 GWh-mes), Explotación de minas y canteras (673,55 GWh-mes), Comercio al por mayor y al por menor (105,99 GWh-mes), Administración pública y defensa (64,78 GWh-mes), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (82,93 GWh-mes), y otras actividades (371,73 GWh-mes). Por su parte, los crecimientos trimestrales para el año 2025⁸ se exponen en la Tabla 1:

Tabla 1. 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 (15 sectores)
2024Q4	-0,96%	1,19%	-2,97%	-22,14%	2,25%	-3,71%
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%	-0,37%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

Ahora bien, de acuerdo con el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE⁹), la producción industrial tuvo un crecimiento interanual del 1,02%¹⁰. De este resultado, el 56,41% de las actividades (22) aportaron positivamente con 3,87 pp, mientras que el 43,59% restante (17 actividades) contribuyeron negativamente con 2,85 pp al crecimiento total de la producción industrial (ver Tabla 3 y Gráfica 2b).

Tomando como base la demanda promedio del MNR entre julio y diciembre de 2022 (base post-COVID) se muestra que, a septiembre de 2025, tanto la Administración pública y defensa, el Comercio al por mayor y al por menor, y la Industria manufacturera no han recuperado su nivel. Todas las demás actividades han crecido por encima de lo observado entre julio a diciembre de 2022 (ver Gráfica 2a).

⁷ 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 6,01% y el 67,26% 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 3,43% y el 47,32%; 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 6,15% y el 17,95%.

⁸ Valores definitivos con corte a septiembre de 2025.

⁹ Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. (2025). “Encuesta Mensual Manufacturera con Enfoque Territorial (EMMET): Información Agosto 2025: Anexo total nacional”. 15 de octubre, 2025. Bogotá, D.C., Colombia. En línea: <https://www.dane.gov.co/files/operaciones/EMMET/anex-EMMET-TotalNacional-ago2025.xlsx> (Consulta: noviembre 12 de 2025)

¹⁰ Entre agosto de 2024 y agosto de 2025

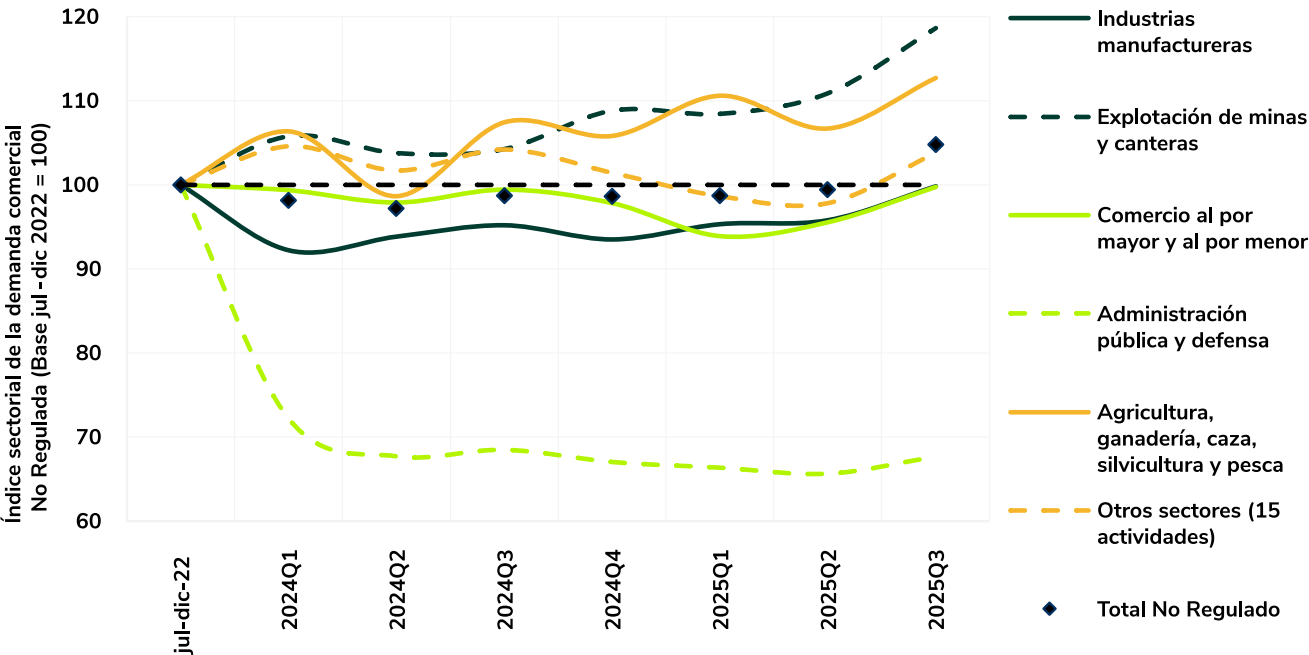
Tabla 2. Índice sectorial de la demanda comercial No Regulada (Base jul-dic 2022 = 100)

Actividad económica	Demanda trimestral respecto a jul-dic 2022 2024- 2025p			
	2024Q4	2025Q1	2025Q2	2025Q3
Industrias manufactureras:	94	95	96	100
Explotación de minas y canteras:	109	108	111	119
Comercio al por mayor y al por menor:	98	94	96	100
Administración pública y defensa:	67	66	66	68
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca:	106	111	107	113
Otros sectores (15 actividades)	101	99	98	104
Total MNR:	99	99	99	105

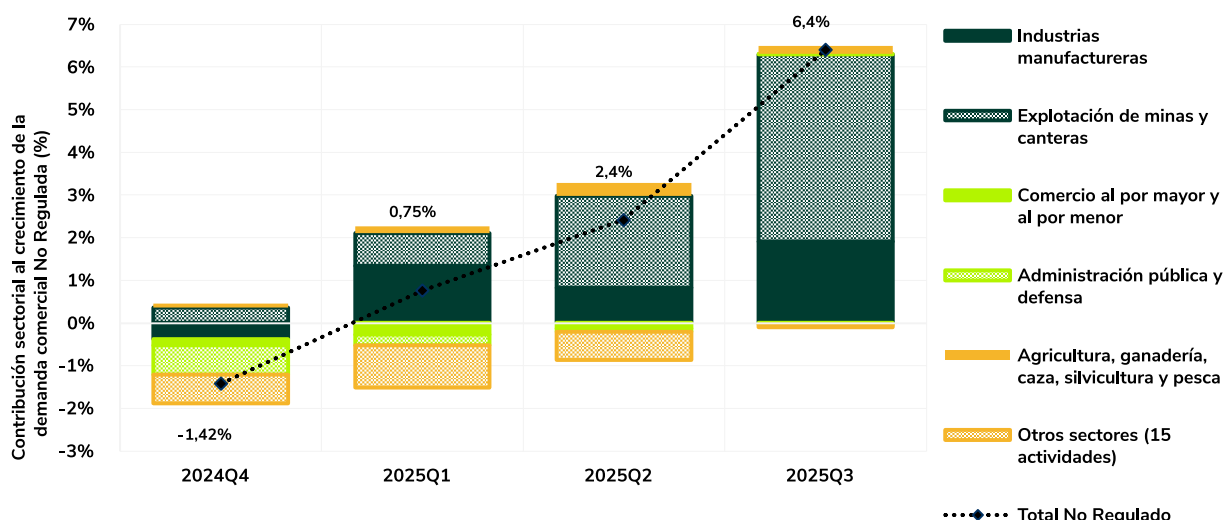
Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

Gráfica 2. 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 (octubre 14), 2025.

Tabla 3. 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)	
2024Q4	-0,37%	0,37%	-0,15%	-0,69%	0,09%	-0,67%	-1,42%
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%	-0,06%	6,40%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

c. Comportamiento de la demanda por áreas

Durante el período entre enero y septiembre de 2025, la demanda promedio mensual para cada una de las áreas se ubican en: 1.877,37 GWh-mes para Caribe, 1.768,34 GWh-mes en Oriente, 1.289,37 GWh-mes para Suroccidente, 929,83 GWh-mes en Antioquia, y 811,07 GWh-mes para Nordeste. Adicionalmente, los crecimientos anuales para el período de análisis de estas áreas se encuentran en 5,14%, 3,39%, -3,69%, 0,19%, y -0,42%, y con contribuciones de 1,45, 0,90, -0,71, 0,03 y -0,05 puntos porcentuales respectivamente. Lo anterior, representa para el período en mención un crecimiento anual de la demanda comercial del 1,61% con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior.

Adicionalmente, las áreas que han contribuido positivamente con más del 75% en la participación en el crecimiento total son: Caribe (46,17%), Oriente (28,55%) y Antioquia (0,83%) (ver Gráfica 3b y Tabla 5).

Lo expuesto anteriormente, se encuentra alineado con lo reportado en el comunicado del 23 de octubre de 2025 emitido por el Administrador del Mercado eléctrico - XM¹¹, en donde se plasma lo siguiente: “En septiembre de 2025 la demanda de energía fue de 7,095.18 GWh, lo que significa que aumentó 2.85 % en comparación con el consumo nacional de septiembre de 2024, donde la demanda fue de 6,868.07 GWh. Cabe resaltar que, de las diez regiones del país, la que tuvo mayor consumo de energía fue Caribe con 2,044.12 GWh, seguida por Centro con 1,677.80 GWh, y por Oriente con 977.95 GWh”.

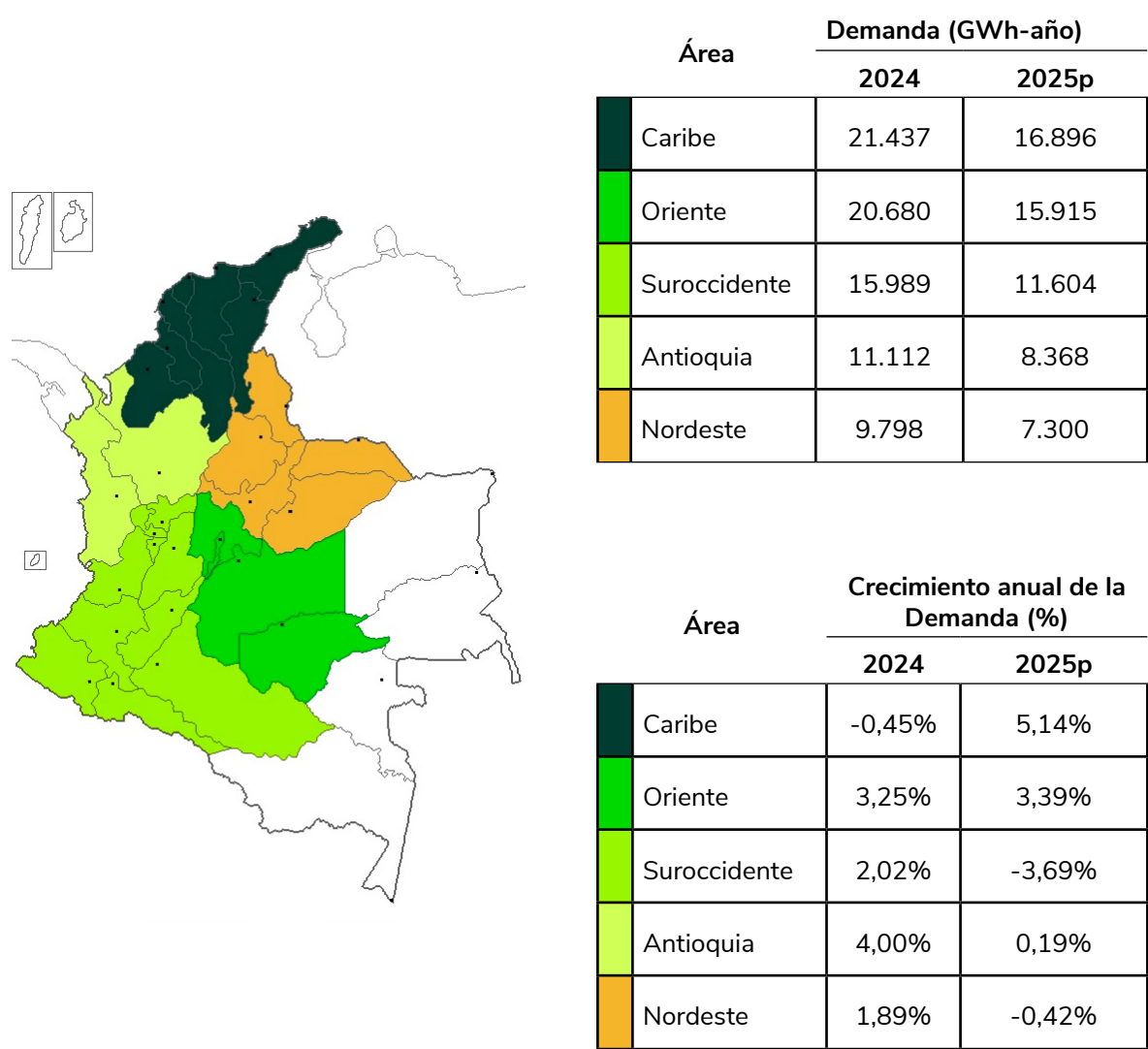
Adicionalmente, las actividades económicas que tuvieron mayor incidencia y contribuyeron tanto positiva como negativamente con el crecimiento de la demanda del MNR para el período en cada una de las áreas (de acuerdo con la información recolectada y administrada por el Operador del Mercado – XM) fueron:

- **Área Caribe:** Explotación de minas y canteras (3,20pp), Industrias manufactureras (2,38pp), Transporte y almacenamiento (0,31pp), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (0,18pp), Actividades profesionales, científicas y técnicas (0,02pp), Actividades inmobiliarias (-0,09pp), Alojamiento y servicios de comida (-0,11pp), construcción (-0,15pp), Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria (-0,21pp), Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas (-0,24pp), y “Otros sectores” (-0,19pp).
- **Área Oriente:** Explotación de minas y canteras (5,94pp), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (0,71pp), Industrias manufactureras (0,51pp), Otras actividades de servicios (0,15pp), Alojamiento y servicios de comida (0,05pp), Transporte y almacenamiento (-0,03pp), Actividades financieras y de seguros (-0,04pp), Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas (-0,11pp), Información y comunicaciones (-0,22pp), Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental (-0,23pp), y “Otros sectores” (0,08pp).
- **Área Suroccidente:** Industrias manufactureras (1,69pp), Explotación de minas y canteras (0,60pp), Transporte y almacenamiento (0,21pp), Otras actividades de servicios (0,04pp), Actividades inmobiliarias (0,03pp), Información y comunicaciones (-0,09pp), Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado (-0,10pp), Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social (-0,12pp), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (-0,14pp), Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas (-0,23pp), y “Otros sectores” (-0,17pp).
- **Área Antioquia:** Industrias manufactureras (3,66pp), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (0,25pp), Construcción (0,20pp), Actividades inmobiliarias (0,06pp), Explotación de minas y canteras (0,04pp), Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social (-0,11pp), Información y comunicaciones (-0,12pp), Transporte y almacenamiento (-0,20pp), Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria (-0,41pp), Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental (-1,28pp), y “Otros sectores” (-0,17pp).

¹¹ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2025). “En septiembre, la demanda de energía en Colombia aumentó 2.85 % en comparación con el mismo mes del año anterior”. En línea <https://www.xm.com.co/noticias/8323-en-septiembre-la-demanda-de-energia-en-colombia-aumento-285-en-comparacion-con-el> (Consulta: noviembre 12 de 2025)

- **Área Nordeste:** Actividades profesionales, científicas y técnicas (0,37pp), Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas (0,06pp), Actividades de servicios administrativos y de apoyo (0pp), Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado (-0,18pp), Industrias manufactureras (-0,44pp), Explotación de minas y canteras (-0,81pp), y “Otros sectores” (-0,65pp).

Tabla 4. Demanda comercial por áreas (GWh-año) – 2024 a 2025p¹² (incluye GCE)¹³.

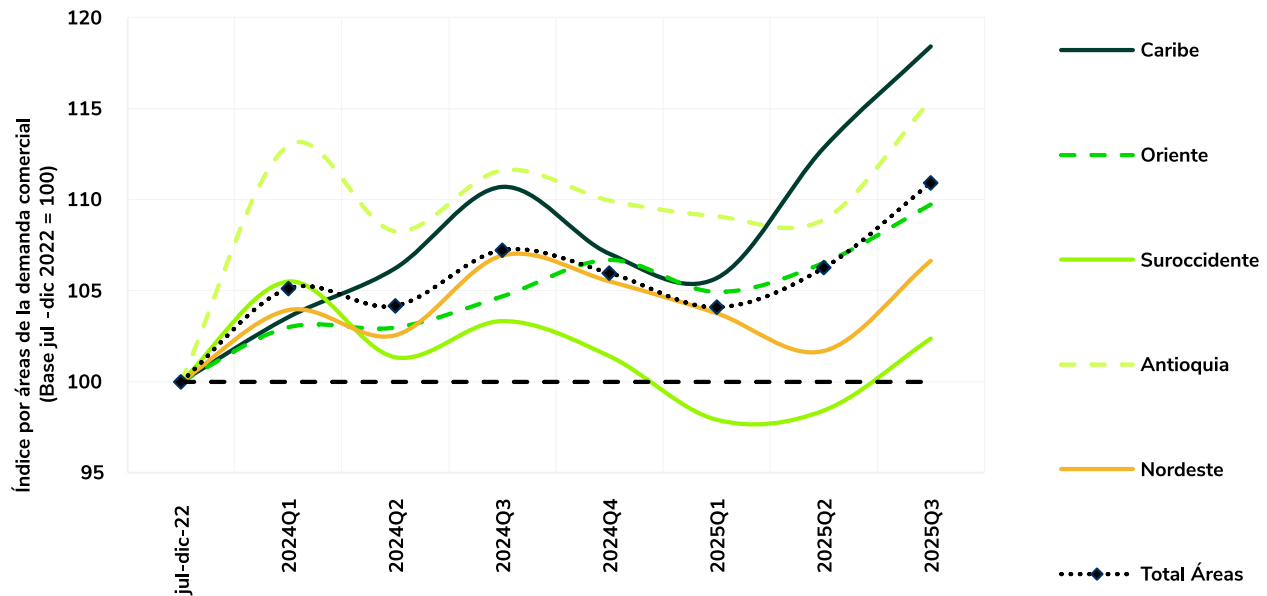


Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025

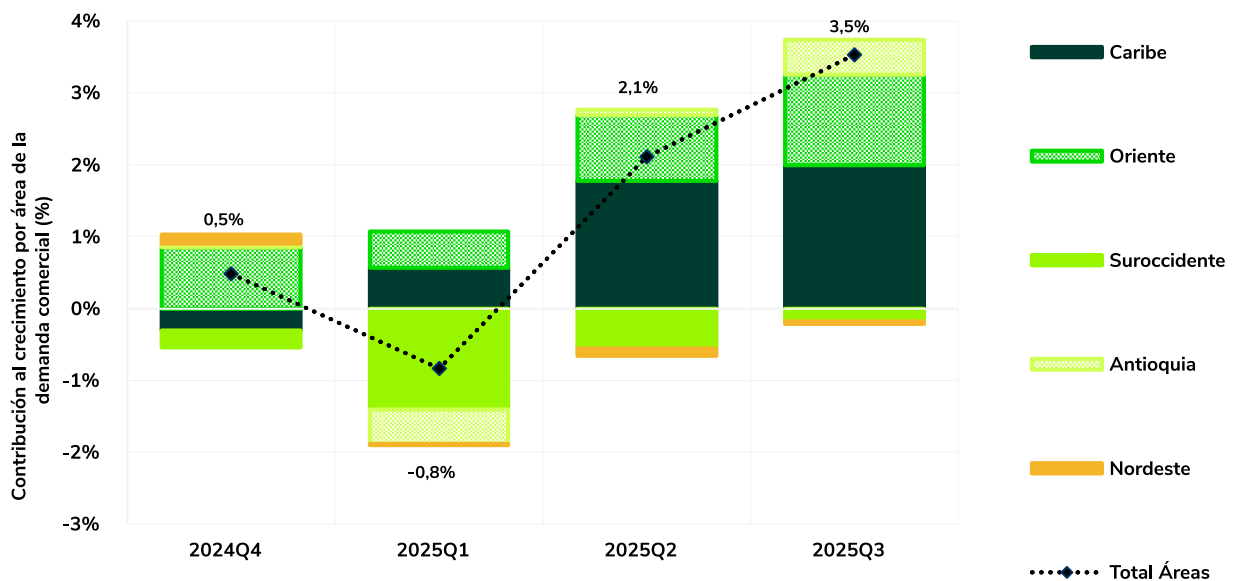
¹² Valores con corte a septiembre de 2025.
¹³ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2025). “Indicadores de pronósticos oficiales de demanda”. En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/informes-demanda/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda> (Consulta: octubre 14 de 2025)

Gráfica 3. Comportamiento de la demanda no regulada por áreas (incluye GCE)

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



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



Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

Tabla 5. Crecimiento de la demanda y contribuciones por áreas (incluye GCE)

Trimestre	Contribuciones al crecimiento					Crecimiento anual Demanda
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	
2024Q4	-0,31%	0,85%	-0,23%	0,04%	0,13%	0,48%
2025Q1	0,57%	0,50%	-1,40%	-0,48%	-0,02%	-0,83%
2025Q2	1,77%	0,92%	-0,55%	0,08%	-0,10%	2,11%
2025Q3	2,00%	1,26%	-0,18%	0,48%	-0,03%	3,53%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

d. Comportamiento de la demanda por mercado en cada área

Guardando relación con los análisis anteriores, para el comprendido entre enero a septiembre de 2025 la demanda promedio mensual del Mercado Regulado (MR)¹⁴ estuvo en los 4.768 GWh-mes (i.e. 157,17 GWh-día) y con un crecimiento mensual promedio del 1,14% con respecto al mismo período de 2024. El MR ha mostrado una reducción en su crecimiento de 4,74pp debido a que, hasta el tercer trimestre de 2024, hubo impactos del fenómeno de El Niño sobre los valores observados en la demanda nacional; de igual manera, se redujo la participación en 0,38pp, con respecto al mismo período del año anterior.

Asimismo, la demanda promedio mensual del Mercado No Regulado (MNR)¹⁵ fue de 2.149 GWh-mes (i.e. 70,87 GWh-día), registrando un crecimiento promedio mensual del 2,99% con respecto al mismo período del año anterior. De manera contraria a lo observado en el MR, el MNR ha mostrado un crecimiento de aproximadamente 4,35pp, y un aumento en la participación de 0,38pp con respecto al mismo período del año anterior. En la Tabla 6, se exponen los valores observados hasta el tercer trimestre de 2025:

¹⁴ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2025). “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.

¹⁵ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2025). “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.

Tabla 6. Evolución de la demanda de las áreas eléctricas para cada uno de los mercados – 2025p¹⁶

1er trimestre 2025	Demanda anual de energía eléctrica (GWh-año)		Crecimiento anual	
	MR	MNR	MR	MNR
Caribe	4.336	1.365	1,50%	-0,39%
Oriente	3.191	1.668	-1,47%	6,00%
Suroccidente	2.716	1.219	-6,56%	0,72%
Antioquia	2.064	777	-0,65%	-4,15%
Nordeste	1.578	1.277	-2,69%	-2,09%
Total Nacional (SIN)	13.885	6.305	-1,64%	0,59%

2do trimestre 2025	Demanda anual de energía eléctrica (GWh-año)		Crecimiento anual	
	MR	MNR	MR	MNR
Caribe	4.583	1.407	4,46%	4,31%
Oriente	3.253	1.677	1,78%	6,25%
Suroccidente	2.737	1.220	-0,72%	1,29%
Antioquia	2.097	785	2,85%	0,41%
Nordeste	1.564	1.257	-1,37%	-2,74%
Total Nacional (SIN)	14.234	6.347	1,93%	2,26%

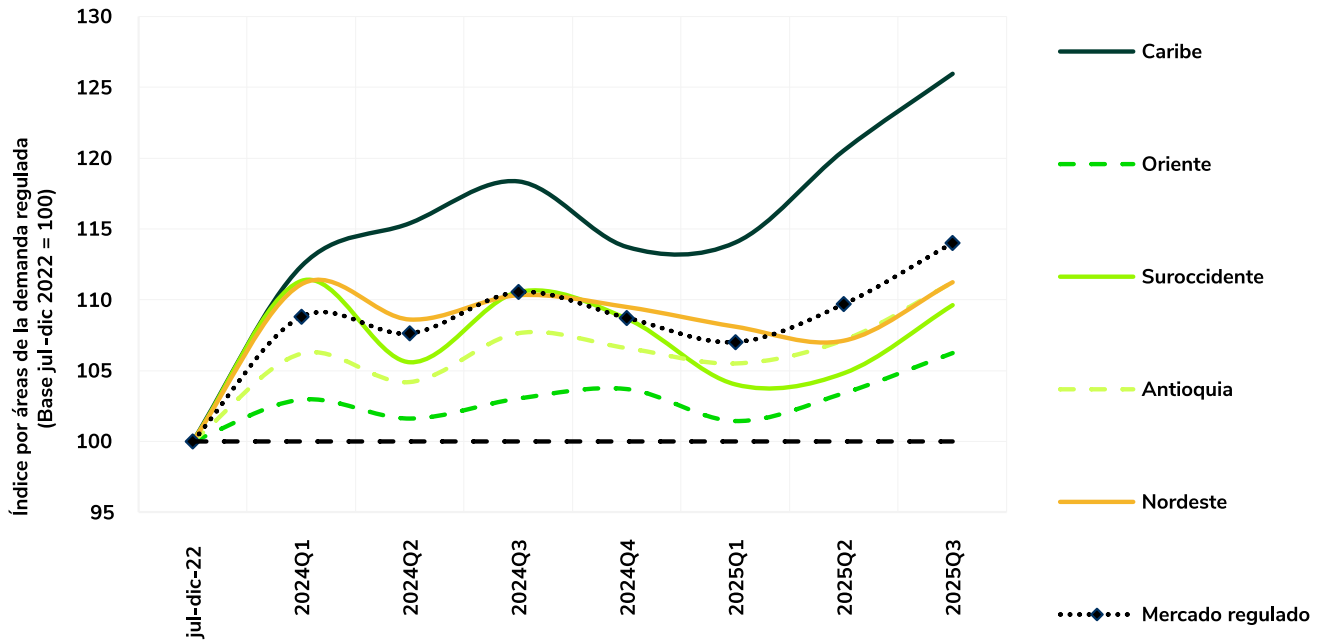
3er trimestre 2025	Demanda anual de energía eléctrica (GWh-año)		Crecimiento anual	
	MR	MNR	MR	MNR
Caribe	4.789	1.512	6,42%	10,85%
Oriente	3.342	1.755	3,12%	10,41%
Suroccidente	2.862	1.259	-0,84%	2,58%
Antioquia	2.176	846	3,33%	6,48%
Nordeste	1.624	1.319	0,83%	-0,81%
Total Nacional (SIN)	14.793	6.692	3,13%	6,12%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025

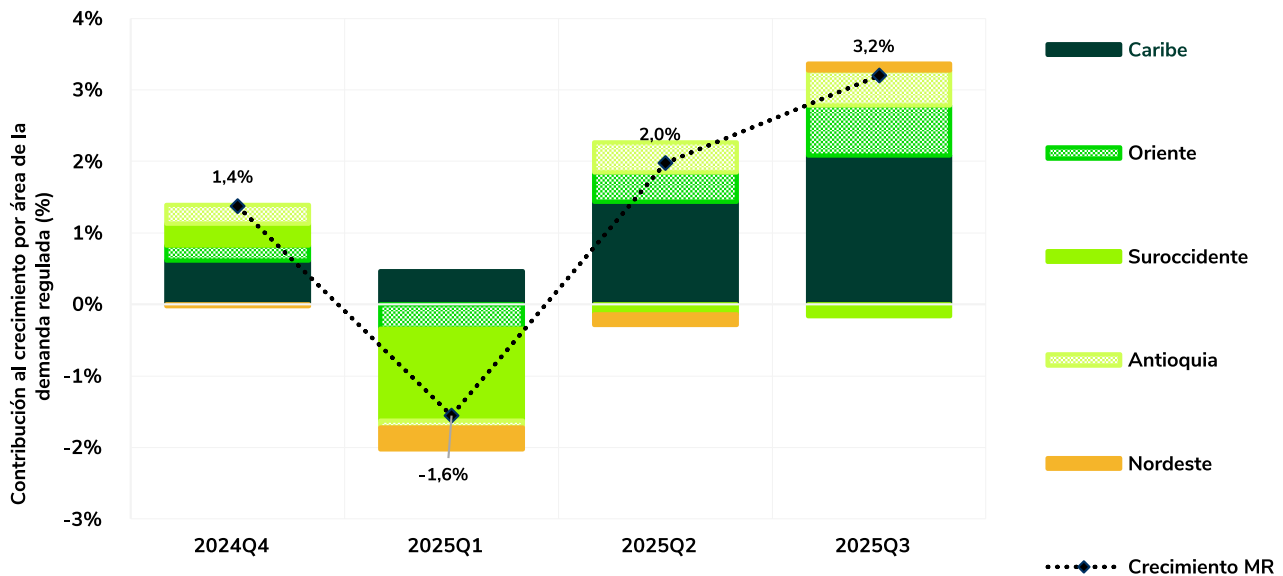
Al tomar como base la demanda promedio de julio a diciembre de 2022 (meses post-COVID), se muestra que, a septiembre del año 2025, tanto la demanda del MNR como la del MR crecieron en 1,05 y 1,14 veces, respectivamente. Así mismo, ambos mercados alcanzaron su máximo crecimiento en el tercer trimestre de 2025 (ver Gráfica 4a y Gráfica 5a).

¹⁶ Valores con corte a septiembre de 2025.

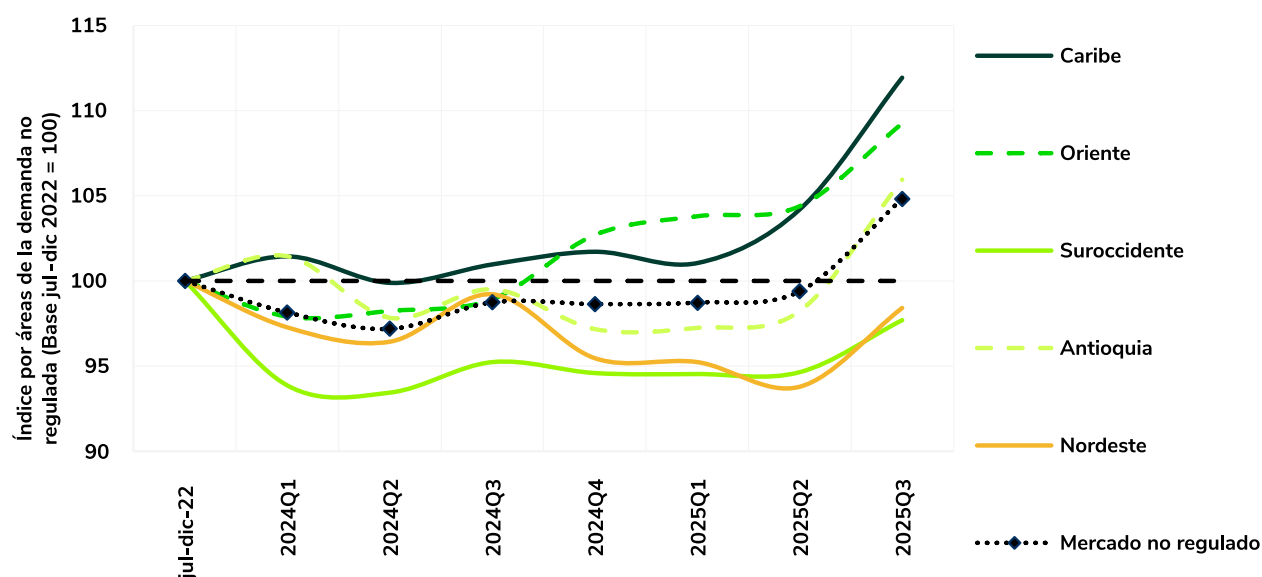
Gráfica 4. Comportamiento de la demanda regulada por áreas
a. Índice por áreas de la demanda regulada (Base jul-dic 2022 = 100)



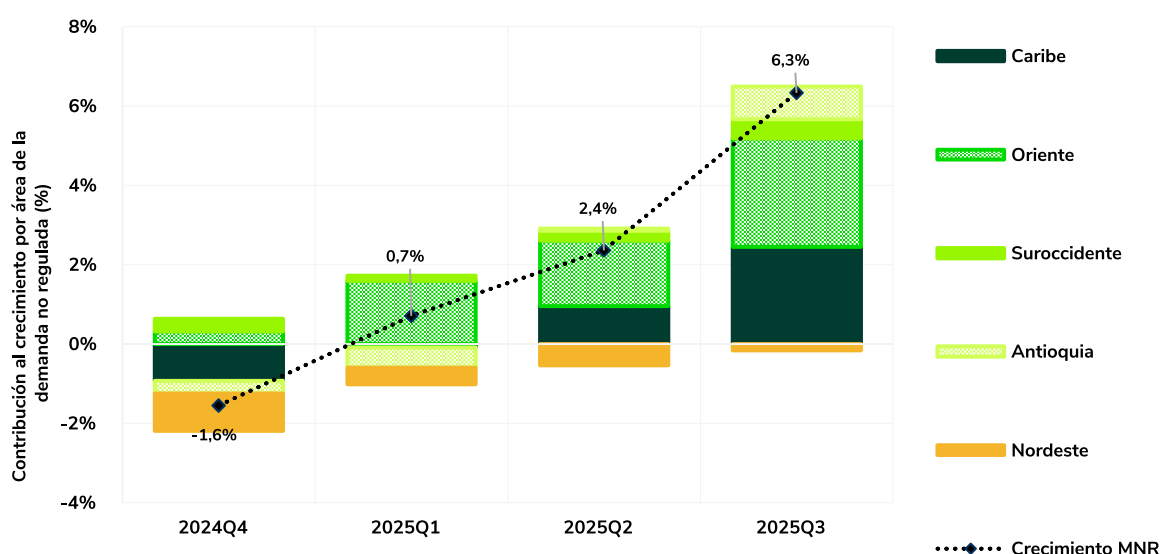
b. Contribución al crecimiento por área de la demanda regulada (%)
Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025



Gráfica 5. Comportamiento de la demanda no regulada por áreas



a. Índice por áreas de la demanda no regulada (Base jul-dic 2022 = 100)



b. Contribución al crecimiento por área de la demanda no regulada (%)

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025

e. Comportamiento real vs proyecciones de la UPME

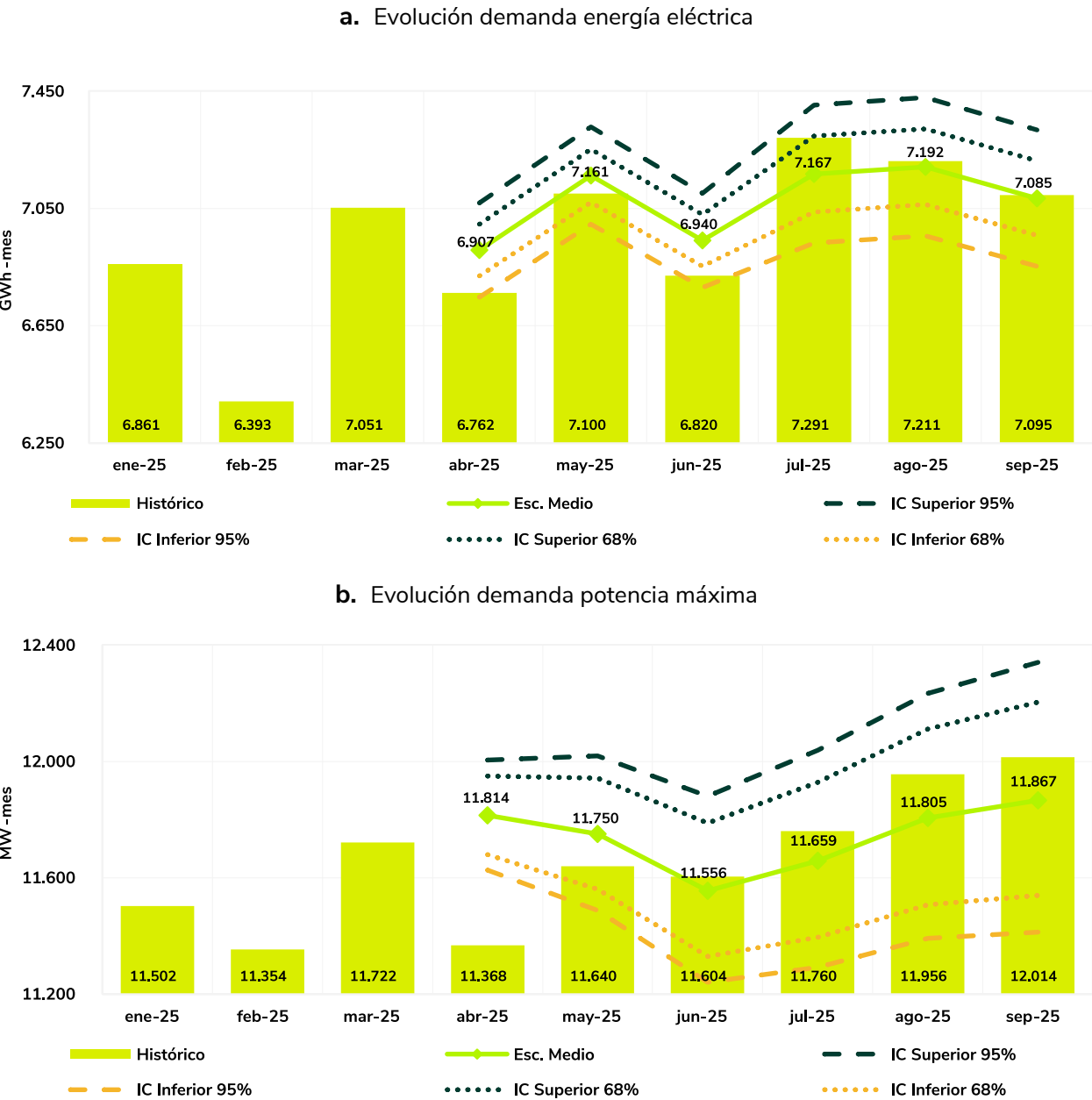
A continuación, se presentan las diferencias promedio entre los valores pronosticados y los observados con el Error Cuadrático Medio (MSE), empleando la metodología utilizada por la Agencia Internacional de Energía¹⁷ (IEA, por sus siglas en inglés) para el análisis de sesgo sistemático (ver Anexo A).

¹⁷ 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 abril a septiembre de 2025, el error cuadrático medio osciló entre el 0,05% y 0,27. De manera similar, el MSE se ubicó entre el 0,06% y el 0,38% 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 abril y septiembre de 2025, se ubicó en el rango entre 0,02% y 0,11% para la proyección de la demanda de energía eléctrica (ver Gráfica 6a), y entre 0,03 a 0,13% para la proyección de la demanda de potencia máxima (ver Gráfica 6b).

Gráfica 6. Seguimiento de las proyecciones de demanda UPME Rev. diciembre 2024 vs comportamiento real demanda de energía SIN + GCE + ME + GD



Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

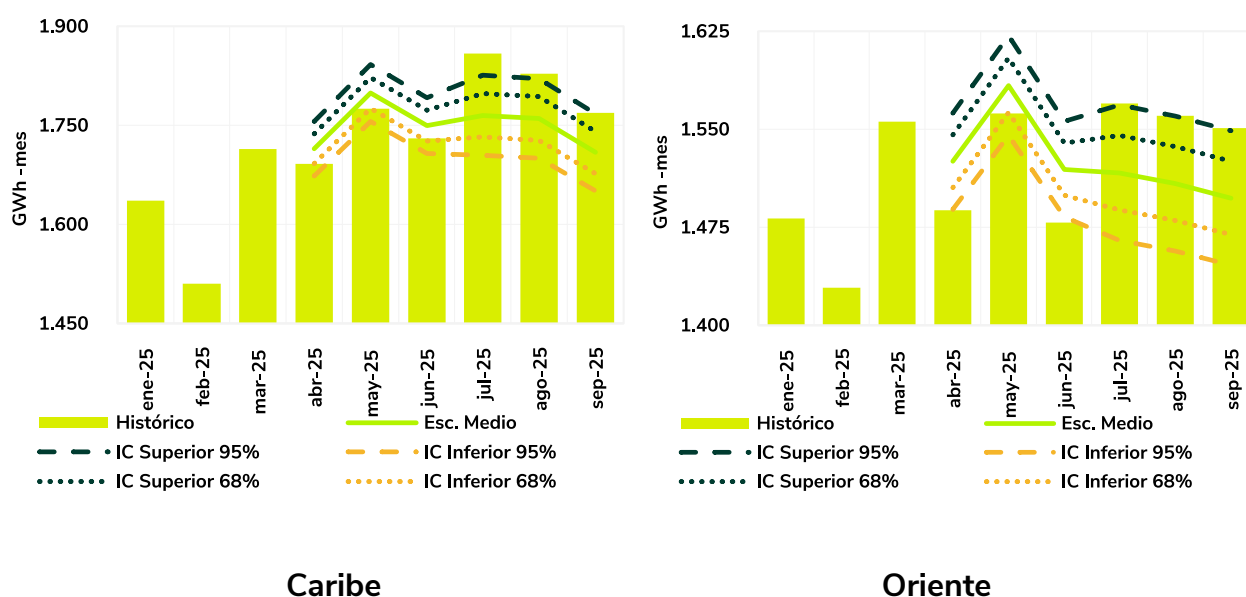
Adicionalmente, se presenta un resumen del seguimiento de las proyecciones de demanda por áreas¹⁸ expuestas en el informe de julio de 2025 para energía eléctrica del SIN. En estas se puede evidenciar una alta correlación con el comportamiento (tendencia y estacionalidad) del valor real, alcanzado un error medio cuadrático para el escenario medio de proyección así (ver Gráfica 7):

- Caribe: 0,01% al 0,29%.
- Oriente: 0,02% al 0,13%.
- Suroccidente: 0,01% al 0,17%.
- Antioquia: 0,01% al 0,18%.
- Nordeste: 0,02% al 0,15%.

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

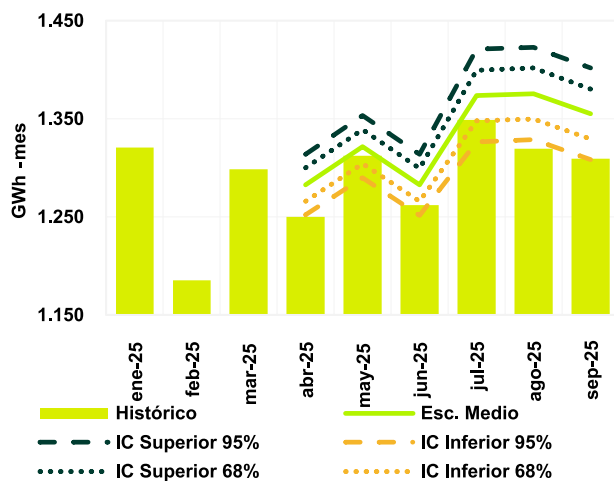
- Caribe: 0,03% al 0,20%.
- Oriente: 0% al 0,07%.
- Suroccidente: 0% al 0,05%.
- Antioquia: 0% al 0,12%.
- Nordeste: 0% al 0,09%.

Gráfica 7. Comparación proyecciones por áreas de demanda UPME 2025p¹⁹ versus comportamiento real demanda de energía SIN.

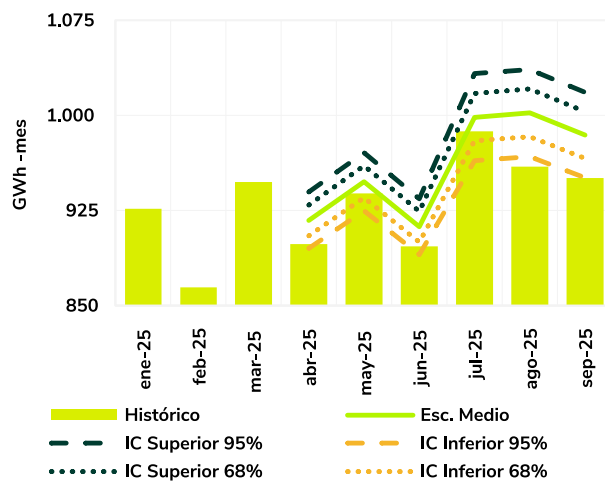


¹⁸ No se incluyen GCE (existentes y nuevos)

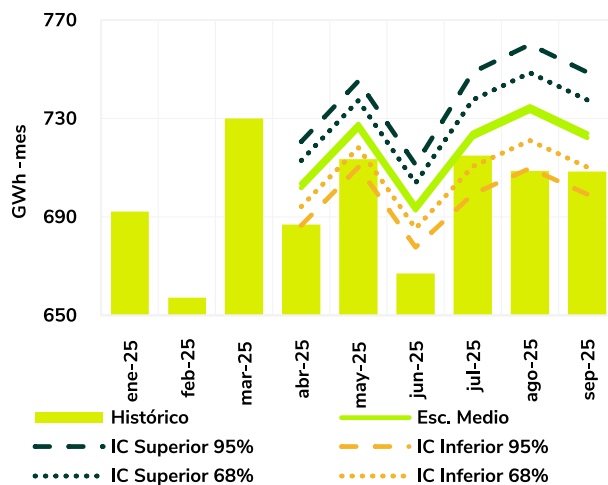
¹⁹ Valores con corte a septiembre de 2025.



Suroccidental



Antioquia



Nordeste

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

2. Proyección de la demanda de energía en Colombia

a. 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 2025 - 2039, 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 7 y en la Gráfica 8.

Tabla 7. Variables modelo UPME pronóstico de demanda de energía eléctrica 2025-2039

Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
Demanda histórica de Energía Eléctrica SIN	Mensual: 1994M01 - 2025M09	GWh-mes	XM ²⁰
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2025Q3	Miles de millones de pesos – Precios Constantes Año Base 2015	DANE ²¹
	Proyección Trimestral: 2025Q4 – 2039Q4		UPME- Fedesarrollo ²²
Población	Histórico Anual: 1994 – 2017	Número de habitantes	DANE ²³
	Proyección Anual: 2018 – 2039		
Temperatura Media. Áreas geográficas del SIN	Histórico Mensual: 1994M01 - 2025M09	Grados centígrados (°C)	IDEAM ²⁴
	Proyección Mensual: 2025M10 - 2039M12		

20 XM. Administradores del mercado eléctrico. (2025). “Sinergox: Demandas y fronteras: Históricos – Demanda_Energia_SIN”. Medellín, Colombia. En línea: <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Historicos/Historicos.aspx> (Consulta: octubre 14 de 2025)

21 Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE (2025). “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: noviembre 18 de 2025)

22 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

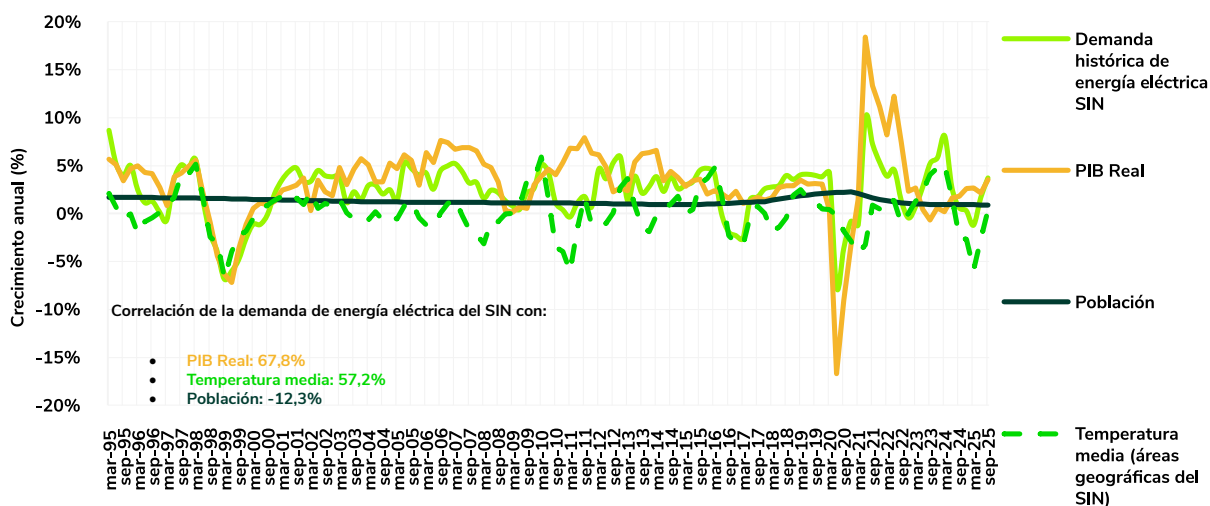
23 Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE (2025). “Demografía y población: Proyecciones de población”. Bogotá, D.C., Colombia. En línea: <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/proyecciones-de-poblacion> (Consulta: noviembre 04 de 2025)

24 Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM (2013). “Bases de Datos de Temperaturas”. Bogotá, D.C., Colombia. Actualización a 2025. “Tiempo y clima: Seguimiento tiempo”. Noviembre, 2025. Bogotá, Colombia. En línea: <http://archivo.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/seguimiento-tiempo> (Consulta: noviembre 18 de 2025)

La proyección de la demanda de energía eléctrica de largo plazo es resultado de un modelo econométrico de combinación de pronósticos²⁵ (el cual emplea modelos multivariados tipo VAR ²⁶y VEC²⁷).

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 8. Crecimiento anual de las variables del modelo



Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

Los modelos empleados incorporan las variables expuestas en la Tabla 7 y contemplan como supuesto principal el crecimiento potencial de la economía, estimado para el período 2025 - 2026 en 2,5% y 2,9% (de acuerdo con el estudio realizado por Fedesarrollo²⁸ 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 República²⁹) e internacionales (Banco Mundial³⁰ y el Fondo Monetario Internacional³¹), que lo posicionan alrededor del 3% para el período 2027-2039, en línea con el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP³²) 2025.

²⁵ 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. ISSNc 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%).

²⁶ VAR: Modelo de Vectores Autorregresivos.

²⁷ 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 y Q2/2023 a Q1/2024).

²⁸ 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

²⁹ Banco de la República - BanRep. (2025). "Política monetaria y cambiaria: Informe de Política Monetaria". Informe de Política Monetaria – Octubre de 2025. En línea: <https://www.banrep.gov.co/es/publicaciones-investigaciones/informe-politica-monetaria/octubre-2025> (Consulta: noviembre 17 de 2025).

³⁰ World Bank Group WB. (2025). "Global economic prospects". En línea: <https://databank.worldbank.org/source/global-economic-prospects> (Consulta: noviembre 17 de 2025).

³¹ International Monetary Fund - IMF. 2025. "Real GDP growth". En línea: https://www.imf.org/external/datamapper/NGDP_RPCH@WEO/COL (Consulta: noviembre 17 de 2025).

³² Ministerio de hacienda y crédito público. (2025). "Marco Fiscal de Mediano Plazo 2025". Página 108. En línea: <https://www.minhacienda.gov.co/politica-fiscal/documentos-planeacion-financiera/marco-fiscal-mediano-plazo>

b. Resultados

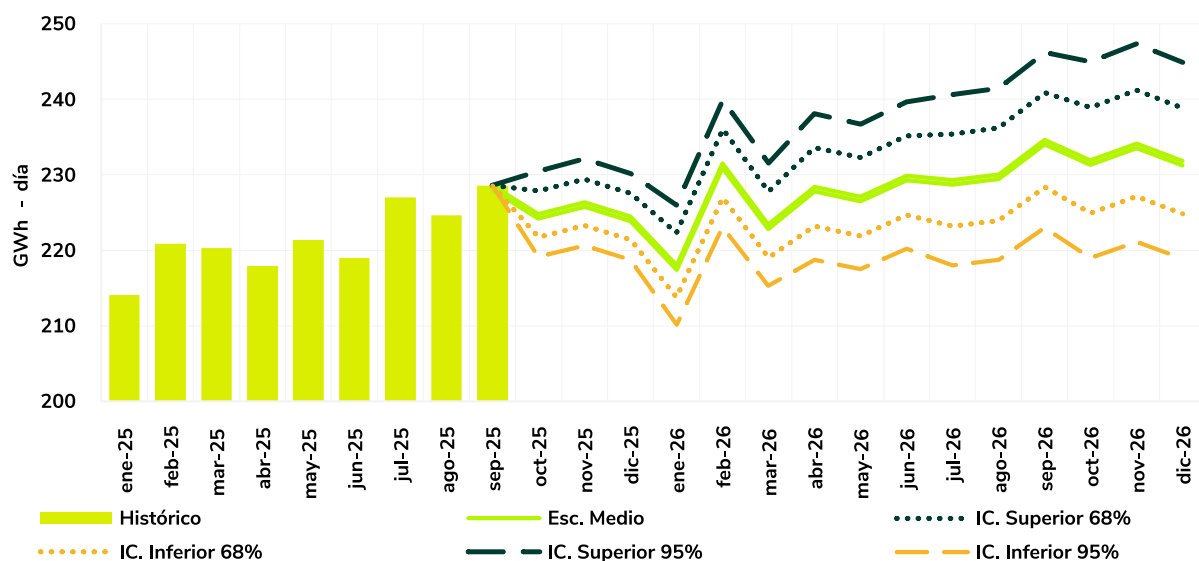
i. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN

En la Gráfica 9a se presenta la demanda mensual promedio diaria con sus respectivos intervalos de confianza para el periodo 2025-2026. 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 210 y 247 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 214 y 241 GWh-día. Además, se prevé un crecimiento en la demanda promedio mes-día del 2,7% en el escenario medio.

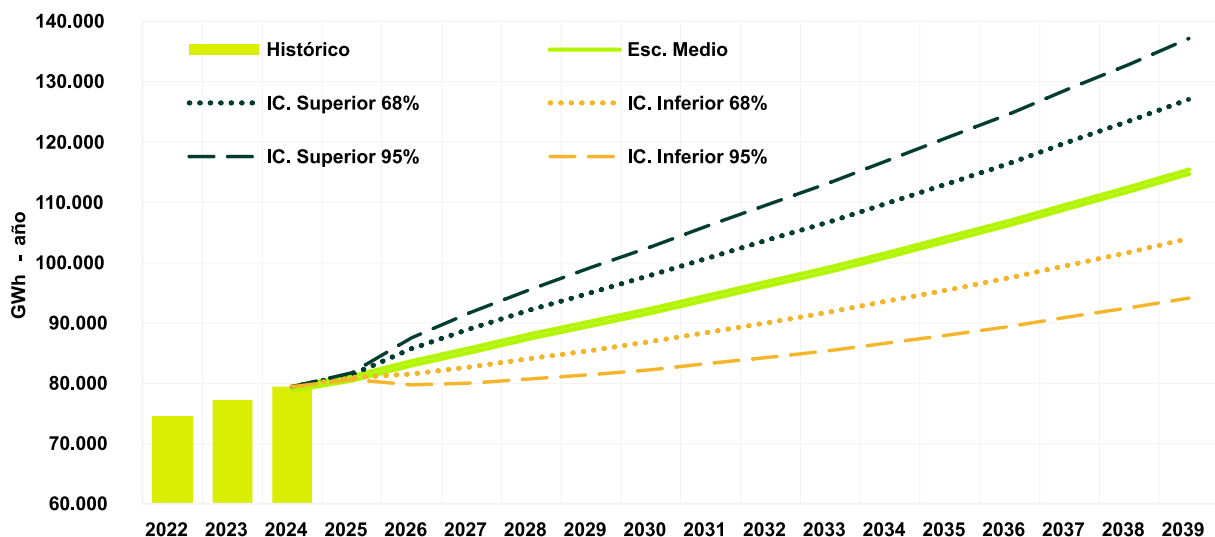
Asimismo, los resultados a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2025 y 2039 podría tener un crecimiento promedio anual, en el escenario medio, que se establecería entre 2,17% y 3,00%, de acuerdo con la Gráfica 9b.

Gráfica 9. 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 (octubre 14), 2025.

ii. 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 05 de junio de 2025, la demanda asociada a la entrada de Reficar se incluyó en los reportes de Indicadores de pronósticos oficiales de demanda del operador del sistema XM³³.

La Tabla 8 desglosa los consumos proyectados de los GCE en dos grupos, clasificados en relación con el grado de incertidumbre en el nivel de su demanda:

- 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.
- Consumidores no conectados: Consumidores GCE que aún no se encuentran conectados, pero que tienen un concepto de conexión aprobado por la UPME o el operador de red.

Tabla 8. Información de GCE³⁴.

Grupo	Nombre del GCE	Abreviatura	Radicado UPME Concepto de conexión	Año de entrada
Grupo 1. GCE conectados al SIN con menos de 10 años de operación.	Rubiales	R	• 20151500000341 • 20241520145441 • 20241020006315 • 20251110179172	2014 - 2026
	Drummond Río Córdoba	DRC	• 20141500055111 • 20221000158621 • 20231110266172 • 20251110046262 • 20251110174962	2015
	Tubos Caribe ³⁵	TC	• 20131500059741 • 20251110162092	2019
	San Fernando	SF	• 20211520018061	2021
	Drummond La Loma	DLL	• 20141500063731 • 20221110223472 • 20251110046262 • 20251110174962	2023
	Ternium	T	• 20181520003441	2024
	Magdalena Ecopetrol	MG	• 20101500041781 • 20241110314002	2024

³³ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2025). "Indicadores de pronósticos oficiales de demanda". En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/informes-demanda/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda> (Consulta: octubre 14 de 2025)

³⁴ 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 25 de agosto de 2025.

³⁵ Esta carga tiene capacidad aprobada por 25 MW, pero se reporta sobre el máximo histórico que han tomado.

Grupo	Nombre del GCE	Abreviatura	Radicado UPME Concepto de conexión	Año de entrada
Grupo 1. GCE conectados al SIN con menos de 10 años de operación.	Reficar	RF	• 20161520003601 • 20221110170012 • 20231110120452 • 20241140002645 • 20241300125892 • 20251110098522 • 20251110136792 • 20251110578012	2025
	EEAR Canoas ³⁶	EEAR	• 20211520092171 • 20231520150871 • 20241300059722 • 20241020008585 • 20251500062092 • 20251500165452	2025
Grupo 2. GCE sin conexión al SIN, pero con concepto de conexión aprobado.	PTAR Canoas ³⁷	PTAR	• 20191520051501	2027
	Metro de Bogotá	MBOG	• 20211520124031 • 20211520124041 • 20211520124051 • 20231300156642 • 20251020001895	2025
	RegioTram	RTRAM	• 20211520122261 • 20211520122271 • 20241300059722 • 20241020006465 • 20251110048492 • 20251110175312	2028
	Puerto Antioquia	PA	Informado ante el operador de red	2025
	ODC ³⁸ Cauca	ODCC		2026
	Metro de Medellín La 80	MED80	• 20241110067382 • 20251520000401 • 20251110170892 • 20251110188542	2025
	Peldar Zipaquirá	PZ	• 20231540023461	2026
	Dt Serena del Mar Fase 1 y Fase 2	SMAR1_2	• 20231540023351 • 20241520068753 • 20241020046163 • 20241020010425 • 20251110199662	2026 2028
	Cemex Caracolito	CC	• 20231540026841 • 20231540027301 • 20231110272302 • 20251110044522 • 20251110159182	2024
	Cementos San Marcos	CSM	• 20231540027971 • 20251110063412 • 20251110166372	2025

³⁶ EEAR: Estación Elevadora de Aguas Residuales.

³⁷ PTAR: Planta de Tratamiento de Aguas Residuales.

³⁸ ODC: Oleoducto de Colombia.

Grupo	Nombre del GCE	Abreviatura	Radicado UPME Concepto de conexión	Año de entrada
Grupo 2. GCE sin conexión al SIN, pero con concepto de conexión aprobado.	Ultracem	ULTRASEM	• 20231540026781 • 20241020010365 • 2025111016092	2027
	SierraCol	SC	• 20231540026411 • 20241110129842 • 20251110202492	2024
	Argos Tolcementos	AT	• 20231540025791 • 20231000087721	2025
	Lower Mine	LM	• 20231540021341 • 20241110048772 • 20241020003845 • 20251600093411	2026
	Odata Navarra	ODATAN	• 20231540023521 • 20231000102311 • 20241020010495 • 20251110170812	2027
	La Constancia R2	LCR2	• 20231540023541 • 20231000136471 • 20251020000185 • 20251501175172	2026
	Tenjo 1	T1	• 20231540023511 • 20241020010375 • 20251110197242	2026
	Bavaria GL COL	BGL	• 20251020006025	2026 2032
	Est. Miraflores - SEMIR	SEMIR	• 20251020006625	2031
	Monterrey Porvenir - ENERGEPO	ENERGEPO	• 20251020006625	2031

Nota: Los GCE presentados en esta revisión han sido actualizados y reportados por las empresas y los OR ante la UPME con corte al 25 de agosto de 2025.

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:

- **Bavaria GF COL:** De acuerdo con el radicado 20251020006025, se reporta la FPO para la Etapa 1: 8 MW (31/12/2025), y para la Etapa 2: 4 MW (31/12/2031).
- **Est. Miraflores - SEMIR:** De acuerdo con el radicado 20251020006625, se reporta la FPO para 31 de marzo de 2031.
- **Monterrey Porvenir - ENERGEPO:** De acuerdo con el radicado 20251020006625, se reporta la FPO para 31 de marzo de 2031.

De otra parte, mediante el radicado UPME No. 20251020009655 del 11 de noviembre de 2025, se procede a resolver sobre la liberación de la capacidad de transporte asignada al Proyecto de Carga ODATA COTA de 20 MW, Subestación Bacatá 115 kV con concepto de conexión con radicado UPME No. 20231540023481.

Ahora bien, respecto del análisis de Vehículos Eléctricos (VE), se tomaron los valores estimados del Plan Energético Nacional - PEN 2024-2054 en el escenario de Políticas Declaradas³⁹. Este escenario estima que la participación de los vehículos eléctricos dentro de la demanda de energía eléctrica se encuentre entre 0,09% y 6,34% en el período comprendido entre 2025 a 2039, y con una contribución de entre 0,02 y 1,97 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica (ver Gráfica 10); se espera que el porcentaje del parque automotor eléctrico se comporte para: a) año 2025: 49,90% en el transporte liviano, 32,96% en el transporte masivo, 8,21% en motos y 8,93% en transporte pesado, b) año 2032: 17,65% en el transporte liviano, 60,96% en el transporte masivo, 17,66% en motos y 3,73% en transporte pesado, c) 2039: 10,75% en el transporte liviano, 78,06% en el transporte masivo, 9,18% en motos y 2,01% en transporte pesado.

Estos análisis y datos se fundamentan en los siguientes supuestos:

- i. Porcentaje de conducción eléctrica de vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV): ~46%⁴⁰.
- ii. Proporción de vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV) respecto al total de híbridos constante: ~4,8%.
- iii. Se asume que la participación de las ventas de eléctricos por departamento es aproximadamente igual a la participación de vehículos eléctricos en el stock.
- iv. Acumulado de vehículos eléctricos e híbridos (HEV/PHEV) al año 2024 es de 27.995 y 86.713, respectivamente (a partir de cifras ANDEMOS)
- v. Se asume que los subsegmentos de transporte de carga pesada < 5,5 t tiene mayor probabilidad de alcanzar la electrificación. Se asume que los subsegmentos más pesados tienden hacia combustibles gaseosos en la búsqueda de la transición energética.
- vi. Se asume que la participación por categoría vehicular es aproximadamente igual para todos los departamentos.

39 UPME. (2025). Plan Energético Nacional 2024 – 2054 (en construcción). En línea: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional/>
https://docs.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2024_2054/PDF4_PE_Movilidad_Sostenible_Publicacion_Tomo_I.pdf

Políticas Declaradas

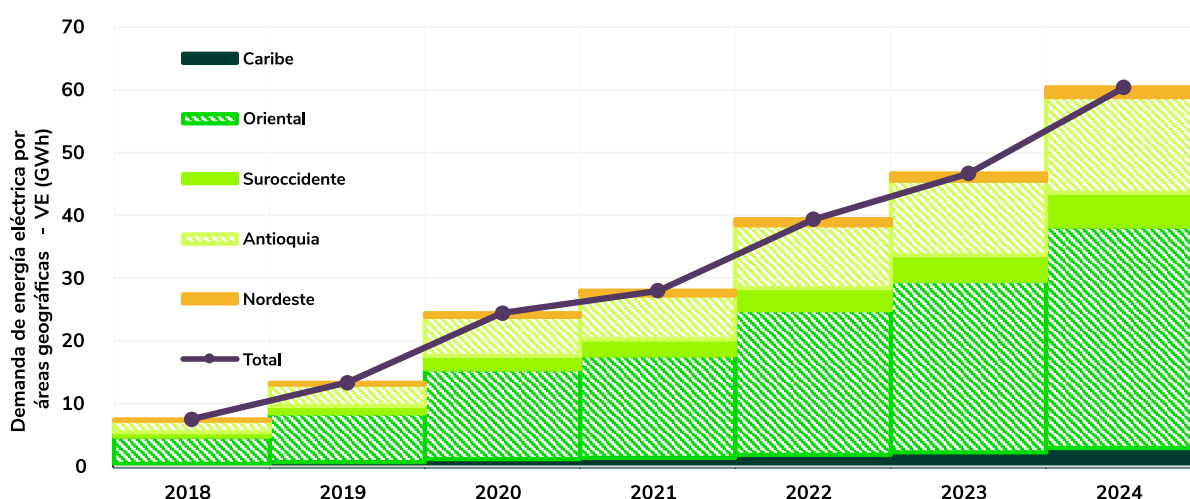
- Explicación: Proyecta la oferta y demanda de energía considerando las opciones disponibles y más costo-efectivas, con una ambición climática limitada y un entorno aún con desafíos para su implementación. Refleja una trayectoria en la que se mantienen las políticas actuales vinculantes y ya adoptadas, 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 2024).

40 Plötz, Patrick., Link, Steffen., Ringelschwendner, Hermann., Keller, Marc., Moll, Cornelius., Bieker, Georg., Dornoff, Jan., and Mock, Peter. (2022). "Real-world usage of plug-in hybrid vehicles in Europe a 2022 update on fuel consumption, electric driving, and co2 emissions." International Council on Clean Transportation – ICCT. White Paper. Berlin, Germany. June 2022. On line: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/06/real-world-phev-use-jun22-1.pdf>

Gráfica 10. Demanda eléctrica por áreas geográficas - VE⁴¹ (MW-año)



Fuente: UPME, PEN 2024 -2054 – en construcción (15 de mayo), 2025.

Cabe resaltar que en el escenario de Políticas Declaradas no se alcanza la meta establecida en la NDC⁴² de 600.000 vehículos eléctricos para 2030. Se requeriría que la tasa actual de ingreso de vehículos eléctricos en la flota fuese ~16-17 veces mayor, incluso mayor sin considerar motocicletas. De acelerarse la implementación de las medidas de transición energética justa en el transporte y alcanzar dicha meta, la demanda de energía eléctrica del transporte podría ser hasta ~21 veces mayor.

La información empleada para la proyección de la Generación Distribuida (GD) es la reportada por los Operadores de Red a la Unidad⁴³, en virtud de la Resolución CREG 174 de 2021⁴⁴ 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 & Stefan⁴⁵, 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).

⁴¹ VE: Vehículos eléctricos.

⁴² 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

⁴³ 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: 23 de octubre de 2025)

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.

⁴⁴ 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

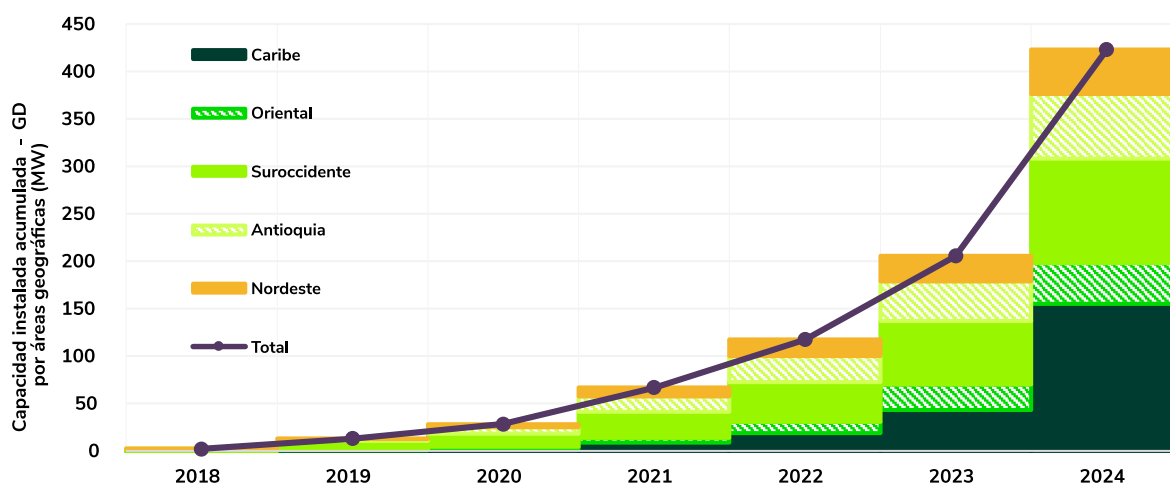
Definición Generación distribuida: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).

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.

⁴⁵ 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 2024 (i.e. 422,90 MW acumulados), solo 3 de estas áreas aportan con más del 80% (i.e. 333,46 MW acumulados) del total de la capacidad en mención. Para 2024, las regiones geográficas contribuyeron en participación de la siguiente manera: Caribe (i.e. 36,7%), Suroccidente (i.e. 26,1%), Antioquia (i.e. 16,1%), Nordeste (i.e. 11,0%) y Oriente (i.e. 10,1%) (ver Gráfica 11)

Gráfica 11. Capacidad instalada acumulada por áreas geográficas - GD (MW-año)



Fuente: UPME, reportada por los Operadores de Red a la Unidad (octubre 23), 2025.

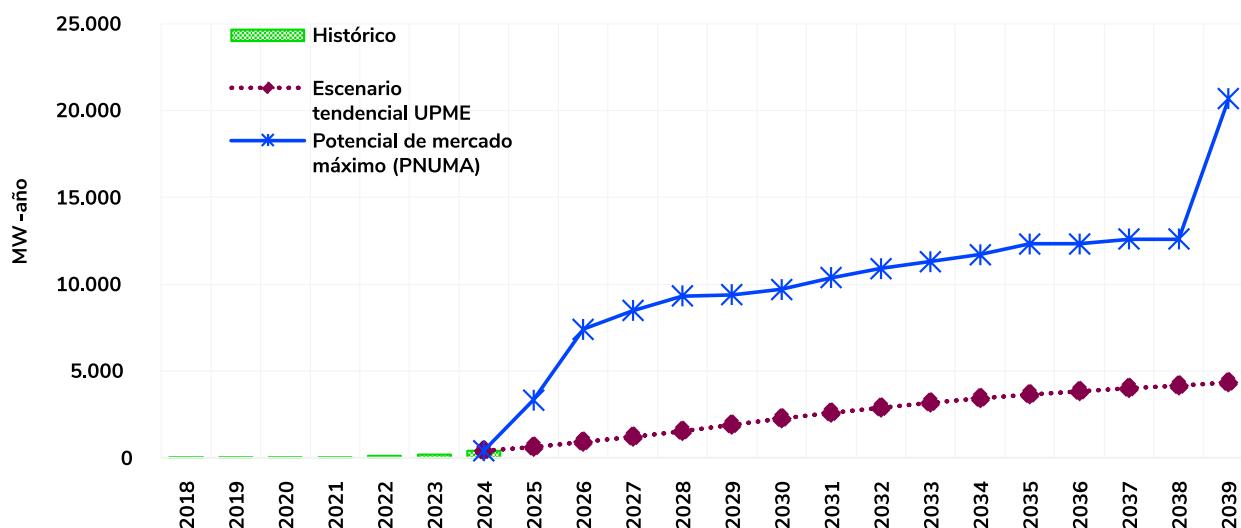
Los resultados obtenidos para la proyección estimada por la Unidad en cuanto a GD, prevé que la instalación de GD continúe en aumento, alcanzando 2.264 MW a 2030 y 4.332 MW a 2039, en un escenario tendencial (ver Gráfica 12). Esto implicaría una participación negativa dentro de la demanda de energía eléctrica, entre -4,74% y -1,07%; lo que generaría una contribución negativa y restaría entre 0,64 y 0,16 puntos al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. Asimismo, se considera que esta podría suplir en promedio entre el 1,1% y el 4,5% 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)⁴⁶ 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 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.

⁴⁶ 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>

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 -27,58% y -5,59%). Esto generaría igualmente una contribución negativa y restaría hasta 9,55 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda. De igual manera, se prevé que esta podría suplir en promedio entre el 5,3% al 21,6% de demanda proyectada de energía eléctrica SIN+GCE+ME.

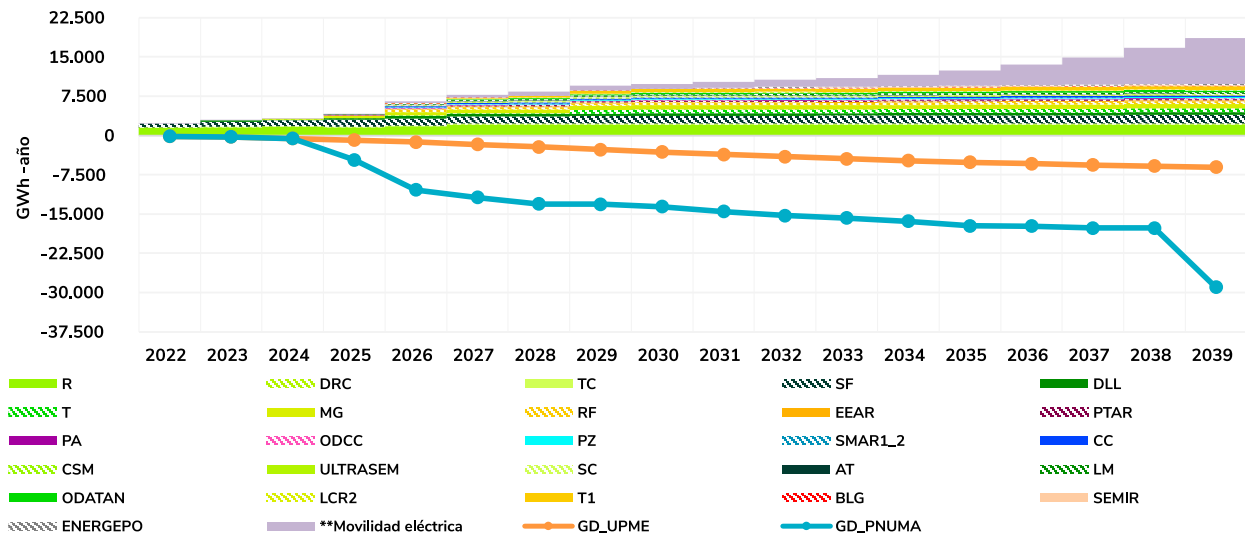
Gráfica 12. Escenario tendencial UPME vs Potencial de mercado máximo (PNUMA) anual de capacidad instalada de GD (MW-año)



Fuente: UPME, reportada por los Operadores de Red a la Unidad (octubre 23), 2025.

En la Gráfica 12 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 2025 será de 645 MW y para 2039 de 4.332 MW, con un crecimiento promedio año del 17,6%. En cuanto a la capacidad instalada para la GD_PNUMA a 2025 será de 3.342 MW y para 2039 de 20.677 MW, con un crecimiento promedio año del 62,1%. En la Gráfica 13, se presenta la información de GCE, ME y GD utilizada en esta proyección.

Gráfica 13. Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) GCE + ME⁴⁷ +GD.



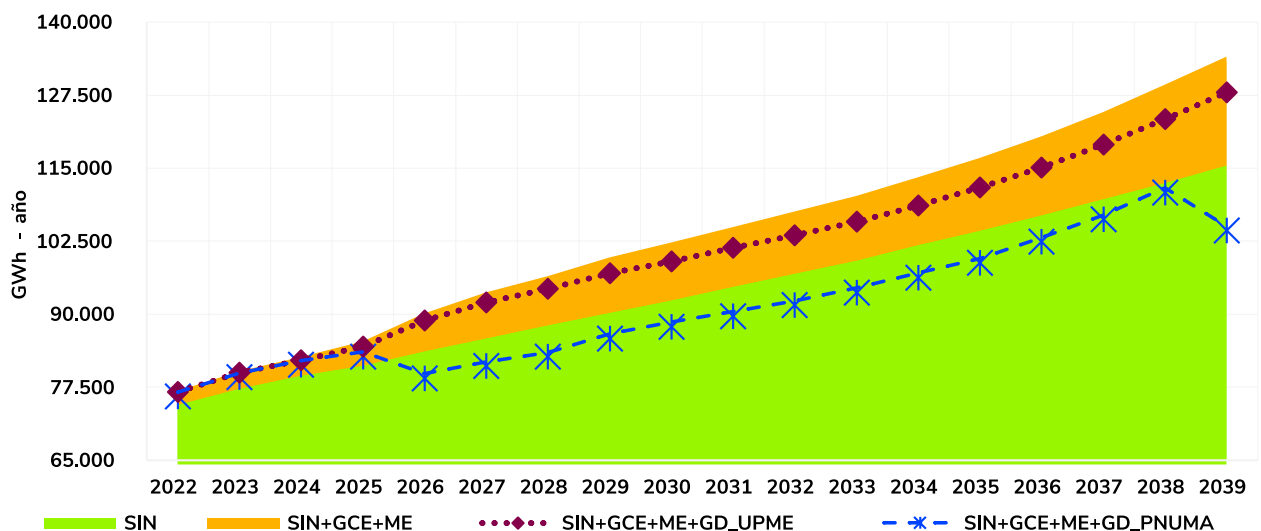
*Los valores y el tiempo estimado de entrada en operación se revisan en cada proyección.

Fuente: Pacífic Rubiales - PEL, Drummond, Tenaris, Ecopetrol - ISA Intercolombia, Transelca, EAAB, Metro1, ENEL, CFRO, Ecopetrol, 2025.

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 2,43% y el 4,14%. Si se le adiciona la demanda asociada a los GCE Grupo 2, el crecimiento se ubicaría entre 2,45% y 5,70%, para el período 2025-2039.

Luego, si a esta demanda se le incluye la GD tendencial UPME, se presentaría una reducción del crecimiento anual promedio del 0,26% (un aumento de entre 2,08% y 5,32%). 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 14).

Gráfica 14. Proyección anual de demanda de energía eléctrica (GWh-año) – Esc. Medio



Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

⁴⁷ Movilidad eléctrica incluye: Vehículos eléctricos, Metro de Bogotá, RegioTram, Metro de Medellín - La 80.

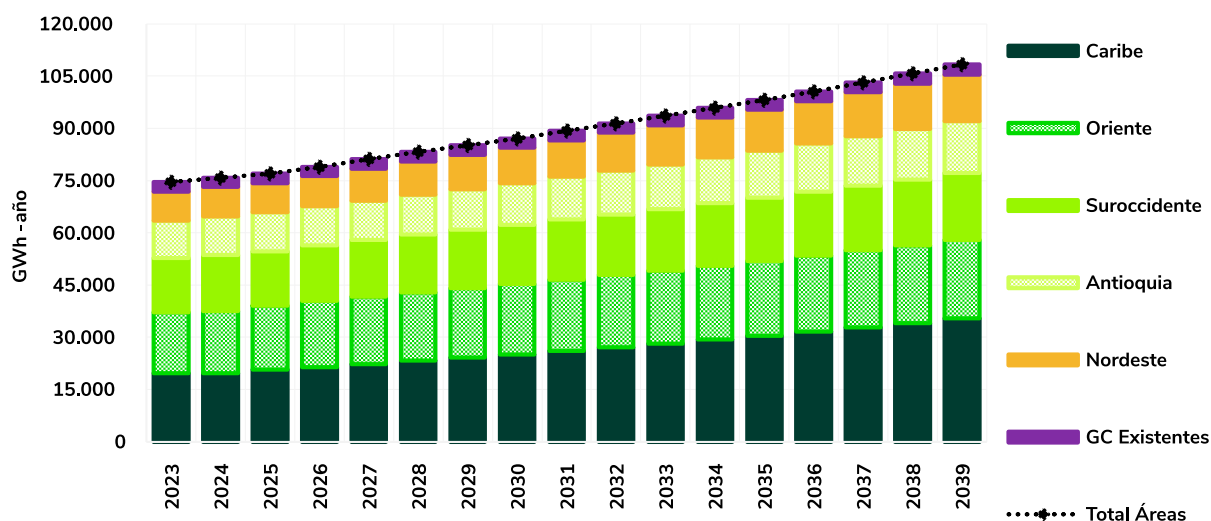
iii. Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN48

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 resultados⁴⁹. 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 dinámicos⁵⁰. Como resultado, se estima que para el período del 2025 al 2039, el crecimiento mensual promedio en el escenario medio de la demanda por área se comporte así (Gráfica 15):

- Caribe: 3,99% (i.e. 2.290 GWh-mes).
- Oriente: 1,60% (i.e. 1.725 GWh-mes).
- Suroccidente: 1,22% (i.e. 1.451 GWh-mes).
- Antioquia: 1,97% (i.e. 1.059 GWh-mes).
- Nordeste: 3,13% (i.e. 907 GWh-mes).
- GCE Existentes: 0,40% (i.e. 227 GWh-mes).

En consecuencia, el crecimiento anual promedio de la demanda total por área para el período de análisis se prevé en 2,55%, en donde el aporte de las áreas al aumento del crecimiento sería de 1,11(Caribe), 0,35 (Oriente), 0,22 (Suroccidente), 0,25 (Antioquia), 0,35 (Nordeste) y 0,01 (GCE Existentes) puntos porcentuales.

Gráfica 15. Proyección anual de demanda de energía eléctrica por áreas (GWh-año) – Esc. Medio.



Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

⁴⁸ Incluye las cargas especiales existentes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas)

No se incluyen las pérdidas del STN.

⁴⁹ 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.

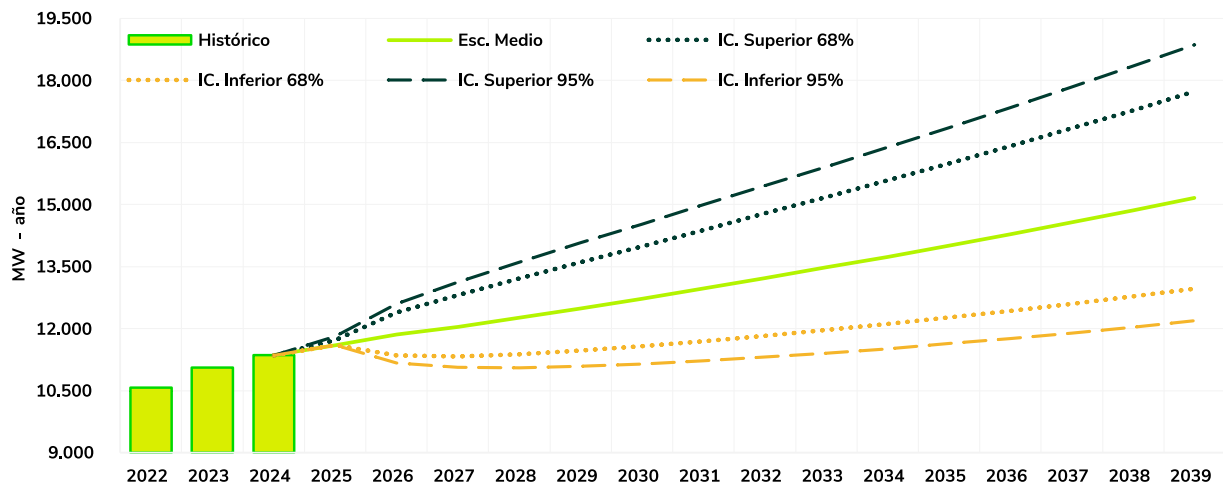
⁵⁰ MASI, RUMI & MASI, ABUL. (1996). "Stock-Watson dynamic OLS (DOLS) and error-correction modeling approaches to estimating long- and short-run elasticities in a demand function: New evidence and methodological implications from an application to the demand for coal in mainland China". ELSEVIER. Energy 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".

iv. Proyección de la demanda de potencia máxima

Los resultados obtenidos muestran que, para el periodo 2025-2039, la demanda de potencia máxima del SIN (sin incluir GCE) podría tener un crecimiento promedio anual del 1,95%, y con una probabilidad del 25%, para el escenario medio (ver Gráfica 16).

Gráfica 16. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) – sin GCE

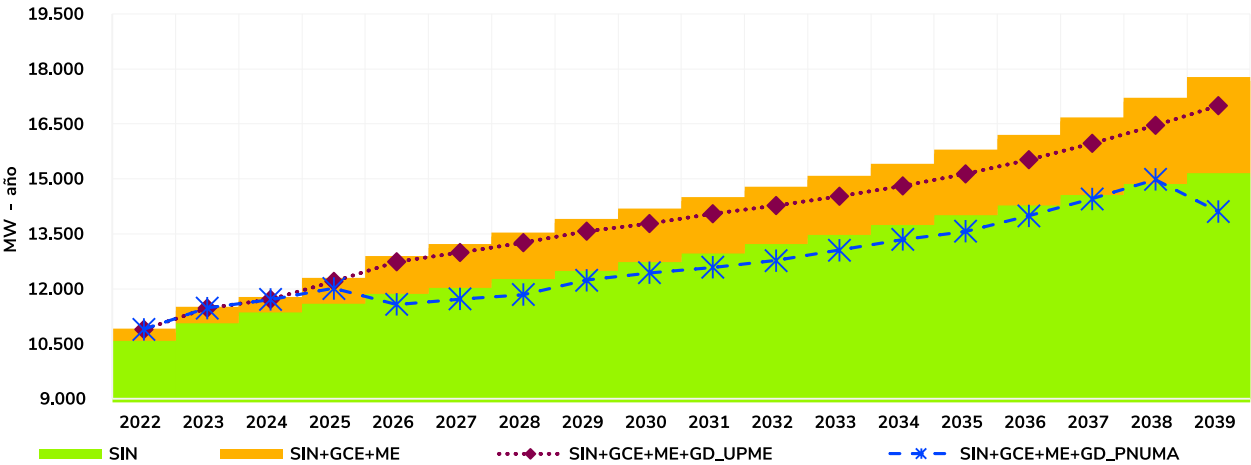


Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

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 1,95 % y el 4,77% para el periodo 2025-2039. Si adicionalmente a esta demanda se le incluye la GD_UPME, habría una reducción promedio en el crecimiento anual de 0,26 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 1,50 puntos porcentuales (ver Gráfica 17).

Gráfica 17. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) – Esc. Medio



Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

3. Análisis territorial y transición Energética Justa frente a las proyecciones de demanda de energía eléctrica

Las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima para el periodo 2025–2039 constituyen un insumo técnico fundamental para la planeación sectorial, en tanto permiten anticipar necesidades de expansión, inversión y confiabilidad del sistema energético nacional. No obstante, su valor estratégico se amplía al interpretarlas desde el enfoque territorial, entendido como un marco que reconoce al territorio como un sistema de dinámicas sociales, económicas, ambientales e institucionales diferenciadas.

Si bien los modelos actuales —basados en variables como el crecimiento económico, la población o la temperatura— ofrecen una base técnica sólida, su lectura agregada no es suficiente para orientar decisiones alineadas con los principios de la Transición Energética Justa (TEJ). En este sentido, el enfoque territorial permite complementar el análisis al incorporar desigualdades, conflictos potenciales y oportunidades diferenciadas que inciden en la relación entre demanda energética y desarrollo.

Este capítulo propone una lectura territorial de las proyecciones, no como un cuestionamiento a su validez técnica, sino como un complemento orientado a fortalecer su uso en la toma de decisiones públicas, bajo criterios de equidad, participación y diferenciación territorial.

a. Impactos territoriales de la demanda:

El crecimiento proyectado de la demanda eléctrica —impulsado por la dinámica económica, la expansión poblacional, la electrificación de sectores y la incorporación de grandes cargas— implica transformaciones territoriales asociadas tanto al consumo como a la infraestructura requerida para su abastecimiento. Estas dinámicas no se distribuyen de manera homogénea, lo que hace necesario un análisis diferenciado.

Desde una perspectiva territorial, se identifican las siguientes implicaciones:

- Dimensión socioeconómica y cultural: El crecimiento de la demanda puede representar oportunidades de inclusión en territorios con rezagos en acceso a servicios energéticos; sin embargo, sin mecanismos adecuados de acceso, también puede profundizar brechas existentes. Asimismo, el aumento del consumo energético implica transformaciones en los modos de vida y en los patrones de uso de la energía, lo que requiere acompañamiento institucional y reconocimiento de las particularidades culturales de cada territorio.

- Dimensión económico-productiva: La incorporación de grandes cargas y el crecimiento económico generan concentraciones espaciales de la demanda en regiones con mayor dinamismo industrial, extractivo o urbano. Esto puede traducirse en presiones sobre la infraestructura, competencia por recursos energéticos y reconfiguración de economías regionales. Sin una adecuada articulación territorial, existe el riesgo de concentración de beneficios y distribución desigual de costos sociales y ambientales.
- Dimensión ambiental: Aunque las variables ambientales no hacen parte del alcance del modelamiento de la demanda, constituyen un referente clave para la interpretación de los resultados. En este sentido, el crecimiento proyectado debe leerse considerando posibles presiones sobre recursos hídricos y biodiversidad, la ocurrencia de conflictos socioambientales y las condiciones de vulnerabilidad climática de los territorios, que inciden tanto en la demanda como en la sostenibilidad de las soluciones energéticas.
- Dimensión político-institucional: El aumento de la demanda puede intensificar tensiones entre actores territoriales en ausencia de mecanismos efectivos de participación. A su vez, las diferencias en capacidades institucionales entre regiones implican que la implementación de las respuestas sectoriales debe adaptarse a contextos territoriales diversos, especialmente en zonas con mayores rezagos en gestión y articulación.

b. Desafíos para la Transición Energética Justa

A partir de esta lectura, se identifican tres desafíos estructurales:

- Evitar la reproducción de desigualdades territoriales: El crecimiento de la demanda puede consolidar brechas históricas si los beneficios e impactos de la expansión energética no se distribuyen de manera equitativa, especialmente en territorios rurales o periféricos.
- Gestionar los conflictos socioambientales: La expansión del sistema incrementa la probabilidad de conflictos territoriales. La ausencia de mecanismos de diálogo temprano puede derivar en retrasos, judicialización y pérdida de legitimidad.
- Democratizar los beneficios de la transición: Si bien la generación distribuida representa una oportunidad, su acceso no es equitativo. El desafío consiste en generar condiciones habilitantes para su adopción por parte de comunidades y actores vulnerables.

c. Recomendaciones sectoriales

A partir del análisis, la UPME recomienda a entidades nacionales, territoriales y actores del sector:

- Territorialización de la planeación energética: Incorporar la desagregación subregional de la demanda en instrumentos de planificación; integrar variables territoriales (pobreza, acceso, conflictividad, capacidades institucionales); y priorizar territorios donde converjan alta demanda y vulnerabilidad.
- Participación y gobernanza territorial: Fortalecer mecanismos de participación temprana y diálogo multiactor; promover la inclusión de comunidades en la toma de decisiones; y desarrollar capacidades locales para la gobernanza energética.

- Promoción de esquemas descentralizados: Impulsar la generación distribuida y esquemas comunitarios, diseñar mecanismos de financiamiento inclusivo y articular la planeación energética con instrumentos como PDET, PERS y planes territoriales.
- Integración de la dimensión ambiental: Incorporar criterios de aptitud territorial, evaluar impactos acumulativos y considerar la resiliencia climática en la expansión del sistema.
- Seguimiento a la Transición Energética Justa: Desarrollar indicadores que midan no solo cobertura y demanda, sino también equidad, participación y distribución de beneficios, incorporando un enfoque territorial en el seguimiento sectorial.

d. Consideraciones finales

La demanda eléctrica proyectada no es únicamente una variable técnica, sino un hecho social territorializado. Su interpretación y uso en la planeación sectorial adquieren un carácter estratégico, en la medida en que su gestión incidirá en el cierre de brechas o en la profundización de desigualdades.

Anexos

a. Desviaciones proyección UPME julio 2025 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 abril a septiembre de 2025 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 Energía⁵¹ (IEA, por sus siglas en inglés).

A nivel Nacional:

Tabla 9. Errores de las proyecciones nacionales – Revisión julio 2025

● Energía eléctrica

Con GCE nuevos ⁵²							
		Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Sep-25
APE	Esc. Medio	2,15%	0,86%	1,77%	-1,71%	-0,28%	-0,15%
	ICS 95%	4,52%	3,20%	4,12%	1,53%	3,00%	3,14%
	ICI 95%	-0,21%	-1,47%	-0,58%	-4,94%	-3,54%	-3,41%
	ICS 68%	3,45%	2,14%	3,06%	0,06%	1,52%	1,65%
	ICI 68%	0,86%	-0,42%	0,48%	-3,48%	-2,06%	-1,94%
AAE	Esc. Medio	145	61	120	125	20	10
	ICS 95%	306	227	281	111	216	223
	ICI 95%	14	104	40	360	255	242
	ICS 68%	233	152	208	5	110	117
	ICI 68%	58	30	33	254	149	137
MSE	Esc. Medio	0,04%	0,01%	0,03%	0,03%	0,00%	0,00%
	ICS 95%	0,19%	0,11%	0,16%	0,03%	0,09%	0,10%
	ICI 95%	0,00%	0,02%	0,00%	0,28%	0,12%	0,11%
	ICS 68%	0,11%	0,05%	0,09%	0,00%	0,02%	0,03%
	ICI 68%	0,01%	0,00%	0,00%	0,14%	0,04%	0,04%

⁵¹ CONSIDINE, TIMOTHY J. & CLEMENTE, FRANK A. (2007). “Gas-Market Forecast: Betting on bad numbers”. En línea: http://peakwatch.typepad.com/Gas_Market_Forecasts.pdf

⁵² Incluyen los grandes consumidores especiales, como: Rubiales, Drummond Río Córdoba, Tubos Caribe, San Fernando, Drummond La Loma, Ternium, Magdalena Ecopetrol Reficar.

Sin GCE nuevos							
		Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Sep-25
APE	Esc. Medio	1,09%	-0,27%	0,87%	-2,64%	-1,57%	-5,67%
	ICS 95%	3,54%	2,14%	3,31%	0,70%	1,81%	-2,43%
	ICI 95%	-1,34%	-2,67%	-1,55%	-5,97%	-4,94%	-8,90%
	ICS 68%	2,43%	1,05%	2,21%	-0,81%	0,28%	-3,90%
	ICI 68%	-0,24%	-1,58%	-0,46%	-4,47%	-3,42%	-7,44%
AAE	Esc. Medio	72	18	58	187	110	408
	ICS 95%	232	148	218	50	126	175
	ICI 95%	88	184	102	422	345	640
	ICS 68%	160	72	146	57	20	280
	ICI 68%	16	109	30	315	239	535
MSE	Esc. Medio	0,01%	0,00%	0,01%	0,08%	0,02%	0,34%
	ICS 95%	0,11%	0,05%	0,10%	0,01%	0,03%	0,06%
	ICI 95%	0,02%	0,08%	0,02%	0,41%	0,24%	0,84%
	ICS 68%	0,05%	0,01%	0,04%	0,01%	0,00%	0,16%
	ICI 68%	0,00%	0,03%	0,00%	0,23%	0,11%	0,59%

● **Potencia máxima**

Con GCE nuevos							
		Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Sep-25
APE	Esc. Medio	3,92%	0,95%	-0,41%	-0,86%	-1,26%	-1,23%
	ICS 95%	5,60%	3,26%	2,39%	2,36%	2,33%	2,71%
	ICI 95%	2,27%	-1,31%	-3,13%	-3,98%	-4,71%	-5,01%
	ICS 68%	5,12%	2,60%	1,58%	1,43%	1,30%	1,57%
	ICI 68%	2,74%	-0,67%	-2,36%	-3,11%	-3,75%	-3,95%
AAE	Esc. Medio	446	110	48	102	150	148
	ICS 95%	637	379	277	278	279	325
	ICI 95%	258	152	363	469	564	602
	ICS 68%	582	302	184	169	155	189
	ICI 68%	311	78	274	366	448	474
MSE	Esc. Medio	0,14%	0,01%	0,00%	0,01%	0,02%	0,02%
	ICS 95%	0,30%	0,11%	0,06%	0,06%	0,06%	0,07%
	ICI 95%	0,05%	0,02%	0,10%	0,16%	0,23%	0,25%
	ICS 68%	0,25%	0,07%	0,02%	0,02%	0,02%	0,02%
	ICI 68%	0,07%	0,00%	0,06%	0,10%	0,14%	0,16%

Sin GCE nuevos							
		Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Sep-25
APE	Esc. Medio	2,77%	-0,26%	-1,66%	-2,09%	-2,82%	-6,98%
	ICS 95%	4,51%	2,12%	1,23%	1,24%	0,88%	-3,09%
	ICI 95%	1,07%	-2,60%	-4,47%	-5,31%	-6,39%	-10,71%
	ICS 68%	4,01%	1,44%	0,40%	0,28%	-0,18%	-4,21%
	ICI 68%	1,55%	-1,94%	-3,68%	-4,41%	-5,39%	-9,67%
AAE	Esc. Medio	305	30	186	238	327	848
	ICS 95%	496	239	138	141	102	375
	ICI 95%	117	292	502	605	740	1.302
	ICS 68%	441	162	45	32	21	512
	ICI 68%	170	218	413	502	624	1.175
MSE	Esc. Medio	0,07%	0,00%	0,03%	0,04%	0,08%	0,54%
	ICS 95%	0,19%	0,05%	0,02%	0,02%	0,01%	0,10%
	ICI 95%	0,01%	0,07%	0,20%	0,29%	0,42%	1,26%
	ICS 68%	0,15%	0,02%	0,00%	0,00%	0,00%	0,20%
	ICI 68%	0,02%	0,04%	0,13%	0,20%	0,30%	1,03%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

A nivel de áreas:

Tabla 10. Errores de las proyecciones por áreas – Revisión julio 2025

Energía Eléctrica – Esc. Medio							
		Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Sep-25
Caribe	APE	1,37%	1,34%	1,11%	-5,03%	-3,72%	-3,41%
	AAE	23	24	19	93	68	60
	MSE	0,02%	0,02%	0,01%	0,29%	0,13%	0,11%
Oriente	APE	2,50%	1,37%	2,75%	-3,39%	-3,33%	-3,47%
	AAE	37	21	41	53	52	54
	MSE	0,06%	0,02%	0,07%	0,13%	0,11%	0,12%
Suroccidente	APE	2,62%	0,72%	1,63%	1,83%	4,26%	3,50%
	AAE	33	9	21	25	56	46
	MSE	0,06%	0,01%	0,02%	0,04%	0,17%	0,12%
Antioquia	APE	2,09%	0,98%	1,69%	1,12%	4,39%	3,53%
	AAE	19	9	15	11	42	34
	MSE	0,04%	0,01%	0,03%	0,02%	0,18%	0,12%
Nordeste	APE	2,43%	2,00%	4,13%	1,28%	3,70%	2,19%
	AAE	17	14	28	9	26	16
	MSE	0,05%	0,04%	0,15%	0,02%	0,13%	0,05%

Potencia máxima – Esc. Medio							
		Abr-25	May-25	Jun-25	Jul-25	Ago-25	Sep-25
Caribe	APE	2,38%	-2,30%	-1,73%	-3,80%	-4,41%	-3,15%
	AAE	68	69	51	116	136	96
	MSE	0,06%	0,06%	0,03%	0,15%	0,20%	0,10%
Oriente	APE	1,10%	0,19%	-1,93%	-1,07%	-1,56%	-2,63%
	AAE	29	5	51	28	41	70
	MSE	0,01%	0,00%	0,04%	0,01%	0,02%	0,07%
Suroccidente	APE	1,59%	1,37%	-1,16%	-1,55%	-2,17%	-0,46%
	AAE	39	33	28	38	55	11
	MSE	0,03%	0,02%	0,01%	0,03%	0,05%	0,00%
Antioquia	APE	0,38%	0,06%	-0,95%	-3,33%	0,39%	-1,07%
	AAE	6	1	15	56	6	18
	MSE	0,00%	0,00%	0,01%	0,12%	0,00%	0,01%
Nordeste	APE	1,04%	1,25%	1,96%	-0,47%	-0,14%	-2,91%
	AAE	13	15	23	6	2	37
	MSE	0,01%	0,02%	0,04%	0,00%	0,00%	0,09%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (octubre 14), 2025.

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

Tabla 11. 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%
2025	81.199	81.724	80.676	81.482	80.917
2026	83.635	87.507	79.781	85.720	81.559
2027	85.929	91.821	80.079	89.102	82.778
2028	88.136	95.639	80.697	92.177	84.128
2029	90.239	99.170	81.396	95.049	85.474
2030	92.379	102.640	82.232	97.906	86.911
2031	94.713	106.265	83.302	100.935	88.562
2032	96.962	109.767	84.327	103.860	90.151
2033	99.248	113.281	85.414	106.808	91.790
2034	101.807	117.088	86.757	110.040	93.692
2035	104.333	120.860	88.071	113.237	95.564
2036	106.915	124.696	89.433	116.496	97.488
2037	109.760	128.835	91.019	120.038	99.653
2038	112.527	132.900	92.526	123.504	101.740
2039	115.434	137.124	94.156	127.121	103.958

	SIN + GCE + ME (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	85.321	85.846	84.797	85.604	85.039
2026	90.188	94.061	86.334	92.274	88.112
2027	93.732	99.623	87.882	96.905	90.580
2028	96.538	104.042	89.099	100.579	92.530
2029	99.733	108.665	90.890	104.544	94.968
2030	102.245	112.507	92.099	107.772	96.777
2031	104.984	116.537	93.573	111.207	98.834
2032	107.609	120.414	94.974	114.507	100.798
2033	110.242	124.276	96.409	117.803	102.784
2034	113.419	128.700	98.369	121.652	105.304
2035	116.795	133.322	100.533	125.700	108.026
2036	120.483	138.264	103.001	130.063	111.055
2037	124.668	143.744	105.928	134.946	114.562
2038	129.286	149.660	109.286	140.264	118.500
2039	134.080	155.770	112.803	145.767	122.604

	SIN + GCE + ME + GD_UPME (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	84.421	84.946	83.897	84.704	84.139
2026	88.912	92.785	85.058	90.998	86.836
2027	92.019	97.910	86.168	95.191	88.867
2028	94.349	101.853	86.910	98.390	90.341
2029	97.058	105.990	88.215	101.868	92.293
2030	99.079	109.340	88.932	104.605	93.610
2031	101.348	112.901	89.937	107.571	95.198
2032	103.544	116.349	90.909	110.442	96.733
2033	105.804	119.837	91.970	113.364	98.346
2034	108.616	123.898	93.567	116.850	100.502
2035	111.695	128.222	95.433	120.600	102.926
2036	115.078	132.859	97.596	124.659	105.651
2037	119.025	138.100	100.284	129.303	108.918
2038	123.446	143.820	103.446	134.424	112.660
2039	128.008	149.698	106.730	139.694	116.532

	SIN + GCE + ME + GD_PNUMA (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	83.507	84.032	82.983	83.790	83.225
2026	79.805	83.678	75.951	81.891	77.729
2027	81.871	87.762	76.021	85.044	78.719
2028	83.465	90.969	76.026	87.506	79.457
2029	86.593	95.525	77.750	91.403	81.828
2030	88.657	98.919	78.511	94.184	83.189
2031	90.445	101.998	79.034	96.668	84.295
2032	92.288	105.093	79.653	99.186	85.477
2033	94.476	108.509	80.642	102.036	87.018
2034	97.025	112.306	81.975	105.258	88.911
2035	99.526	116.053	83.263	108.430	90.757
2036	103.163	120.944	85.682	112.744	93.736
2037	107.008	126.084	88.268	117.286	96.902
2038	111.618	131.991	91.617	122.595	100.831
2039	105.095	126.785	83.817	116.782	93.619

Fuente: UPME. 2025

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

Tabla 12. 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%
2025	11.599	11.813	11.599	11.716	11.599
2026	11.861	12.598	11.168	12.384	11.361
2027	12.037	13.129	11.063	12.809	11.329
2028	12.265	13.614	11.057	13.216	11.382
2029	12.492	14.075	11.086	13.606	11.469
2030	12.726	14.531	11.145	13.993	11.573
2031	12.973	14.993	11.224	14.389	11.696
2032	13.227	15.458	11.317	14.788	11.830
2033	13.479	15.918	11.414	15.183	11.966
2034	13.736	16.381	11.519	15.582	12.110
2035	14.007	16.859	11.637	15.994	12.266
2036	14.282	17.344	11.761	16.412	12.429
2037	14.568	17.841	11.896	16.842	12.601
2038	14.862	18.349	12.038	17.282	12.781
2039	15.165	18.870	12.188	17.734	12.969

	SIN + GCE + ME (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	12.304	12.593	12.128	12.496	12.167
2026	12.891	13.628	12.198	13.414	12.391
2027	13.220	14.312	12.235	13.992	12.501
2028	13.539	14.889	12.323	14.491	12.656
2029	13.913	15.496	12.507	15.027	12.890
2030	14.186	15.991	12.605	15.454	13.033
2031	14.505	16.526	12.757	15.922	13.229
2032	14.789	17.020	12.879	16.350	13.392
2033	15.083	17.522	13.018	16.787	13.570
2034	15.414	18.059	13.196	17.260	13.788
2035	15.793	18.646	13.423	17.780	14.053
2036	16.206	19.267	13.685	18.336	14.352
2037	16.677	19.950	14.005	18.951	14.710
2038	17.210	20.697	14.385	19.630	15.129
2039	17.781	21.485	14.803	20.349	15.584

	SIN + GCE + ME + GD_UPME (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	12.195	12.478	12.014	12.381	12.058
2026	12.732	13.469	12.038	13.255	12.231
2027	12.997	14.090	12.025	13.769	12.291
2028	13.252	14.601	12.050	14.203	12.374
2029	13.570	15.154	12.178	14.684	12.553
2030	13.774	15.580	12.197	15.042	12.621
2031	14.043	16.063	12.294	15.459	12.766
2032	14.271	16.502	12.361	15.832	12.874
2033	14.524	16.962	12.459	16.228	13.011
2034	14.808	17.453	12.590	16.653	13.181
2035	15.139	17.992	12.774	17.126	13.398
2036	15.523	18.585	13.002	17.653	13.670
2037	15.967	19.239	13.295	18.241	14.000
2038	16.466	19.953	13.642	18.886	14.385
2039	16.994	20.699	14.017	19.562	14.798

	SIN + GCE + ME + GD_PNUMA (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	12.014	12.014	12.014	12.014	12.014
2026	11.571	12.308	10.877	12.094	11.070
2027	11.719	12.811	10.718	12.491	10.994
2028	11.841	13.168	10.644	12.776	10.971
2029	12.234	13.796	10.847	13.333	11.224
2030	12.437	14.242	10.857	13.704	11.284
2031	12.584	14.605	10.837	14.000	11.307
2032	12.771	15.002	10.874	14.332	11.382
2033	13.052	15.478	11.006	14.743	11.554
2034	13.342	15.965	11.140	15.172	11.727
2035	13.565	16.417	11.195	15.552	11.824
2036	13.991	17.052	11.470	16.121	12.137
2037	14.457	17.729	11.785	16.731	12.490
2038	14.984	18.471	12.160	17.404	12.903
2039	14.103	17.769	11.153	16.645	11.927

Fuente: UPME. 2025

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

Tabla 13. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario medio (GWh-año)

	SIN (GWh-año)					
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	GC Existentes
2025	20.707	18.466	15.555	11.189	8.404	2.611
2026	21.372	19.153	15.911	11.178	8.730	2.621
2027	22.337	19.432	16.233	11.301	9.169	2.649
2028	23.267	19.686	16.494	11.505	9.542	2.672
2029	24.185	19.925	16.720	11.736	9.872	2.687
2030	25.133	20.173	16.945	11.993	10.190	2.698
2031	26.153	20.454	17.194	12.287	10.528	2.713
2032	27.160	20.708	17.418	12.570	10.851	2.726
2033	28.196	20.966	17.646	12.863	11.176	2.736
2034	29.303	21.246	17.895	13.183	11.528	2.750
2035	30.426	21.510	18.131	13.498	11.880	2.766
2036	31.604	21.792	18.384	13.831	12.250	2.784
2037	32.857	22.086	18.649	14.184	12.644	2.805
2038	34.100	22.347	18.887	14.520	13.028	2.825
2039	35.412	22.619	19.136	14.870	13.429	2.845

Fuente: UPME. 2025

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

Tabla 14. Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario medio (MW-año)

	SIN (MW-año)					
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	GC Existentes
2025	3.090	2.791	2.517	1.667	1.290	379
2026	3.103	2.862	2.523	1.674	1.322	381
2027	3.190	2.899	2.534	1.680	1.366	382
2028	3.296	2.938	2.554	1.695	1.404	385
2029	3.413	2.971	2.573	1.714	1.440	387
2030	3.534	3.004	2.593	1.736	1.475	389
2031	3.661	3.038	2.614	1.760	1.512	390
2032	3.791	3.075	2.636	1.786	1.548	392
2033	3.924	3.112	2.657	1.811	1.584	393
2034	4.063	3.151	2.676	1.838	1.620	395
2035	4.208	3.189	2.696	1.865	1.658	397
2036	4.355	3.223	2.718	1.892	1.697	399
2037	4.509	3.261	2.740	1.920	1.738	401
2038	4.667	3.301	2.763	1.949	1.779	404
2039	4.834	3.341	2.786	1.978	1.822	406

Fuente: UPME. 2025

