



Unidad de Planeación
Minero Energética

JUL
20
25

Proyección de la demanda de
energía eléctrica y potencia máxima

2025-2039

Revisión Julio de 2025





Unidad de Planeación Minero Energética



© UPME

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

Bogotá - Colombia

Tel: +57 6012220601

upme.gov.co

MANUEL PEÑA SUÁREZ

Director General UPME (E)

JOHANNA STELLA CASTELLANOS ARIAS

Subdirectora de Demanda (E)

Subdirección de Demanda

MARÍA ALEJANDRA BERMÚDEZ
RODRÍGUEZ

WILLIAM ALBERTO MARTÍNEZ MORENO

LUISA FERNANDA BEDOYA VÉLEZ

DAVID ANDRÉS SERRATO TOBÓN

Comunicaciones:

JEIMMY POSOS RAMÍREZ
Profesional Especializado

DIEGO PEÑARANDA JUYÓ
Diseño y Diagramación





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

En la presente revisión, se resaltan los siguientes elementos en cuanto al comportamiento observado de la demanda:

- a. La demanda acumulada de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) entre enero a marzo 2025 reportada fue de 20.305 GWh (i.e. 6.768 GWh-mes), con un crecimiento promedio mes del -1,0%. Es de resaltar que, la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA, sigla en inglés) ha publicado el aviso final del fenómeno de La Niña, en donde expone que el IRI y el Multi-Modelo conjunto de Norteamérica indican que las condiciones ENSO (acrónimo en inglés El Niño-Oscilación del Sur) neutrales continuarán durante el verano y principios del otoño 2025.
- b. La demanda de energía eléctrica promedio mensual para el primer trimestre de 2025 en cada una de las áreas eléctricas se ubicaron en: 1.766 GWh-mes para Caribe, 1.733 GWh-mes en Oriente, 1.268 GWh-mes para Suroccidente, 913 GWh-mes en Antioquia, y 809 GWh-mes para Nordeste. Adicionalmente, los crecimientos promedio mes de estas áreas se encuentran en 2,06%, 1,86%, -7,22%, -3,45%, y -0,19%, y con contribuciones de 0.56, 0.49, -1.40, -0.49 y -0.02 puntos porcentuales (pp) respectivamente.
- c. Para el período de enero a marzo de 2025, la demanda eléctrica promedio mensual del Mercado Regulado (MR) estuvo en los 4.391 GWh-mes (i.e. 154,30 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del -1,67% con respecto al mismo período de 2024. Es de resaltar que, el MR ha mostrado una reducción en: a) crecimiento de aproximadamente 13.22pp, debido a que, durante el segundo trimestre de 2024, el fenómeno de El Niño estaba en su fase de finalización, por lo que los valores observados durante éste impactaron representativamente en la demanda nacional, y b) participación de 0.48pp, con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior. Asimismo, la demanda eléctrica promedio mensual del Mercado No Regulado (MNR) se ubicó en los 1.936 GWh-mes (i.e. 70,12 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 0,57% con respecto al mismo período del año anterior. Además, este mercado ha mostrado un aumento en: a) crecimiento de aproximadamente 0.55pp, y b) participación de 0.48pp, con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior.
- d. De manera análoga, la demanda de energía eléctrica promedio mensual sectorial para el MNR estuvo representada de la siguiente manera: 835,72 GWh-mes en industrias manufactureras, 648,34 GWh-mes en explotación de minas y canteras, 103,21 GWh-mes en comercio al por mayor y al por menor, 64,59 GWh-mes en administración pública y defensa, 83,38 GWh-mes en agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca, y de 366,33 GWh-mes en otras actividades.
- e. En cuanto al comportamiento real de la demanda, los escenarios de demanda de energía eléctrica del SIN, reportados para el período octubre 2024 a marzo

de 2025, el error cuadrático medio oscilo entre el 0,03% y 0,37%. De manera similar, en cuanto a los escenarios de demanda para potencia máxima del SIN que no incluyen GCE nuevos, el error cuadrático medio promedio para los escenarios fue entre el 0,01% y 0,12%. Adicionalmente, el seguimiento al comportamiento de las proyecciones por áreas eléctricas expuestas en el informe de diciembre de 2024 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 entre el 0,03% al 0,15%.

Adicionalmente, se resaltan los siguientes elementos en cuanto a las perspectivas de la demanda:

- a.** En cuanto a los pronósticos de corto plazo 2025-2026 para la demanda de energía eléctrica (no incluye: Grandes Consumidores Especiales - GCE, movilidad eléctrica - ME, y generación distribuida - GD), se prevé un crecimiento en la demanda promedio mes-día del 2,2% en el escenario medio. Los resultados a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2025 a 2039 podría tener un crecimiento promedio año en el escenario medio del 2,33%.
- b.** Con relación a los Grandes Consumidores Especiales (GCE), se incorporan los cambios de fecha de puesta de operación – FPO que fueron actualizados y reportados por las empresas y los operadores de red (OR) para: Puerto Antioquia, Ultracem, Odata Navarra, Distrito térmico Serena del Mar Fase 1 y 2y la Constancia R2. De otra parte, se realizó las solicitudes de información para cada uno de los GCE, con el fin de conocer cuál es la demanda asociada a la capacidad solicitada ante la Unidad, y poder reducir en gran medida la sobreestimación de la demanda.
- c.** Cabe mencionar que, para la presente revisión se presentan 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.** De igual manera, se presentan las predicciones de Generación Distribuida (GD) para el escenario UPME (tendencial) por áreas eléctricas, con la información reportada por los Operadores de Red a la Unidad, en virtud de la Resolución CREG 174 de 2021. En donde se prevé que, la instalación de GD continúe en aumento, alcanzando 3.576 MW a 2030 y 7.543 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.** Se prevé que el crecimiento promedio de la demanda de energía eléctrica incluyendo GCE, ME y GD_UPME sea del 2,54% 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 1,44% año, con relación al escenario medio.

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_demandas/

CONTENIDO

1.	Comportamiento de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima del SIN.....	6
a.	Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN.....	6
b.	Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas.....	7
c.	Comportamiento de la demanda por áreas.....	10
d.	Comportamiento de la demanda por mercado en cada área.....	13
e.	Comportamiento real vs proyecciones de la UPME.....	15
2.	Proyección de la demanda de energía en Colombia.....	18
a.	Modelo de proyección anual demanda de energía eléctrica a largo plazo.....	18
b.	Resultados.....	19
i.	Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN.....	19
ii.	Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN+GCE+ME+GD.....	20
iii.	Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN.....	26
iv.	Proyección de la demanda de potencia máxima.....	26
Anexos.....	28	
a.	Desviaciones proyección UPME diciembre 2024 vs demanda real de energía.....	28
b.	Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica a nivel Nacional.....	31
c.	Resultados de proyección de demanda de potencia máxima a nivel Nacional.....	32
d.	Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica por áreas – SIN.....	34
e.	Resultados de proyección de demanda de potencia máxima por áreas - SIN.....	35

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

a. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN

En el año 2024, la demanda anual de energía eléctrica se ubicó en los 82.121 GWh-año (i.e. 6.843 GWh-mes), y se obtuvo un crecimiento anual del 2,67% con respecto al año inmediatamente anterior. Es de mencionar que: a) para el primer cuatrimestre de 2024, se observó un crecimiento promedio mensual del 7,5% (i.e. 6.828 GWh-mes promedio), relacionado con la presencia del fenómeno de el Niño, el cual culminó a finales de este período, y b) para restantes cuatrimestres se presentó un crecimiento promedio mes del 0,4% en la demanda de electricidad, lo cual estuvo relacionado al fenómeno de La Niña.

El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM informó en agosto de 2024¹ el panorama de La Niña: "se espera que ocurra entre los meses de septiembre y noviembre de 2024, con una probabilidad del 66%. No obstante, se prevé que será una versión débil del fenómeno". Asimismo, el IDEAM en su comunicado de enero de 2025² expresó lo siguiente: "las condiciones de La Niña podrían mantenerse hasta abril de 2025 con una probabilidad del 59%, entre marzo y mayo se prevé una transición a fase Neutra (60%). No se espera que se configure La Niña en Colombia".

En cuanto al primer trimestre de 2025, se ha reportado una demanda acumulada de 20.305 GWh (i.e. 6.768 GWh-mes), con un crecimiento promedio mes del -1,0%. (Gráfica 1). Es de resaltar que, la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA, sigla en inglés) ha publicado el aviso final del fenómeno de La Niña, en donde expone que el IRI y el Multi-Modelo conjunto de Norteamérica indican que las condiciones ENSO (acrónimo en inglés El Niño-Oscilación del Sur) neutrales continuarán durante el verano y principios del otoño 2025. El equipo de pronosticadores también favorece el ENSO-neutral, especialmente hasta el verano, con una probabilidad cerca de 50% durante otoño. En resumen, se favorece el desarrollo del ENSO-neutral³ durante el verano 2025 del hemisferio norte (74% de probabilidad entre junio-agosto), con probabilidad excediendo 50% hasta agosto-octubre 2025.

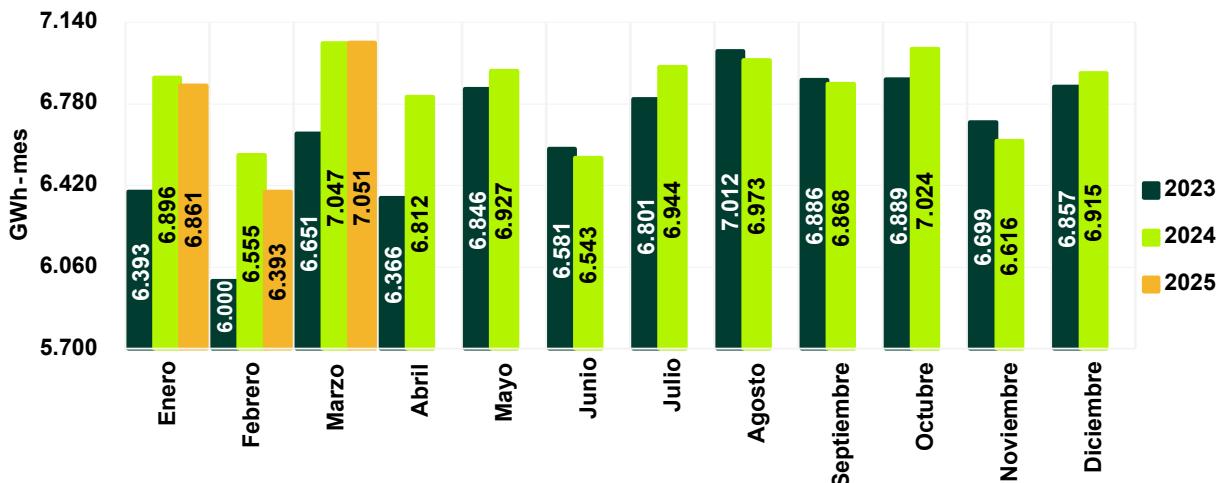
De igual manera, es ratificado lo mencionado por el Bureau de Meteorología (BOM, sigla en inglés) de Australia, en su monitoreo del hemisferio sur para las regiones de los Océanos: Pacífico, Índico y Austral a expuesto que: a) el fenómeno de El Niño-Oscilación del Sur (ENSO) es neutro⁴. El último valor de Niño en la región 3.4 para la semana que finalizó el 4 de mayo, fue de -0,03 °C. Los valores neutros de ENSO se encuentran entre -0,8 °C y +0,8 °C, y b) el modelo del BOM predice un ENSO neutral (ni El Niño ni La Niña) hasta al menos septiembre. Esto concuerda con los pronósticos de diversos modelos internacionales. Sin embargo, la precisión de los pronósticos del ENSO realizados en esta época del año ha sido históricamente baja después del invierno.

1 Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM. (2024). "Fenómeno de La Niña: Impacto y predicciones para Colombia". Sala de prensa. Agosto 16, 2024. En línea: <https://www.ideam.gov.co/sala-de-prensa/noticia/fenomeno-de-la-nina-impacto-y-predicciones-para-colombia> (Consulta: Mayo 12 de 2025)

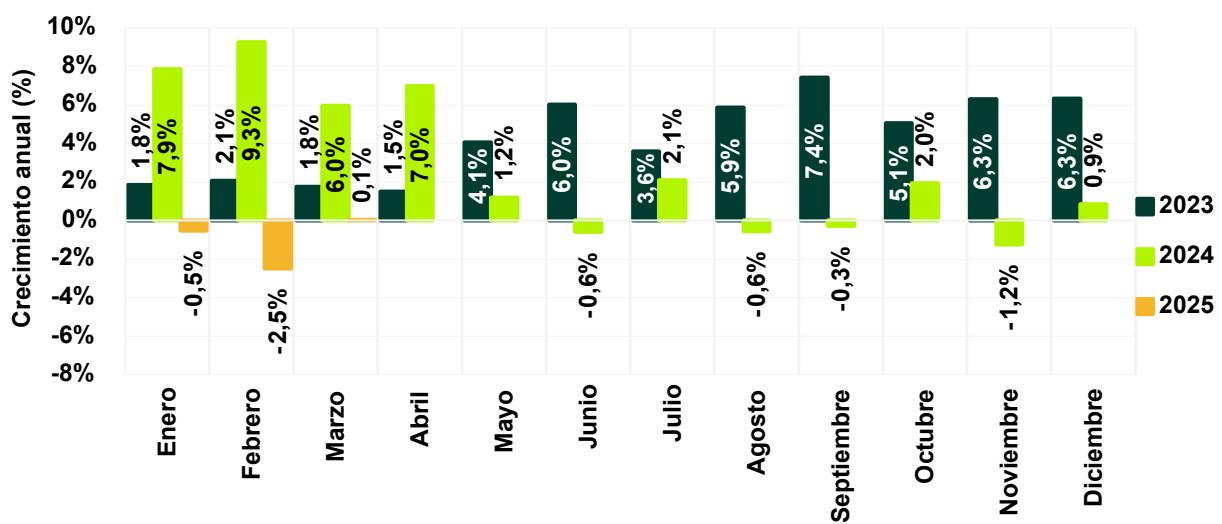
2 ---. (2025). "Variabilidad Climática: Colombia transita temporada de menos lluvias hasta marzo con riesgos de incendios". Sala de prensa. Enero 29, 2025. En línea: <https://www.ideam.gov.co/sala-de-prensa/noticia/variabilidad-climatica-colombia-transita-temporada-de-menos-lluvias-hasta-marzo-con-riesgos-de#:~:text=%E2%80%9CEl%20ideal%20hace%20monitoreo%20permanente,Echeverry%20Prieto%20directora%20del%20ideal>. (Consulta: Mayo 12 de 2025)

3 National Weather Service- Climate Prediction Center – NOAA. (2025). "EL NIÑO/SOUTHERN OSCILLATION (ENSO) DIAGNOSTIC DISCUSSION: ENSO Alert System Status: Not Active". Issued: 08 May 2025. Online: https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensoadvisory/ensodisc.shtml (Consulta: Mayo 19 de 2025)

4 Bureau Of Meteorology - BOM. (2025). "Climate: Forecasts & monitoring: Southern hemisphere monitoring: Pacific, Indian and Southern ocean regions". Issued: 06 May 2025. Online: <http://www.bom.gov.au/climate/enso/?ninoIndex=nino3.4&index=nino34&period=weekly#tabs=Descripci%C3%B3n-general> (Consulta: Mayo 12 de 2025)



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



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

Gráfica 1. Evolución de la demanda mensual de energía eléctrica en el SIN 2023- 2025⁵

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025

b. Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

Durante el año 2024, la demanda del Mercado No Regulado (MNR) obtuvo un decrecimiento año del 1,48%, presentando una reducción de 3.4 puntos porcentuales (pp) con respecto al crecimiento obtenido en 2023 (1,93%). Esto se debió principalmente: a) desaceleración en los crecimientos sectoriales de administración pública y defensa (- 17.2pp), explotación de minas y canteras (-12.0pp), agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (-3.5pp) y otros sectores (-4.6pp), los cuales representaron en 2024 el 55,51% de la demanda del MNR, y b) solo los sectores de industrias manufactureras y comercio al por mayor y al por menor presentaron repuntes en sus crecimientos de 3.3pp y 0.5pp, con respecto a 2023.

5 Valores definitivos con corte a marzo de 2025.

En cuanto al primer trimestre de 2025, se presentó una demanda promedio mensual sectorial en el MNR de 835,72 GWh-mes en industrias manufactureras, 648,34 GWh-mes en explotación de minas y canteras, 103,21 GWh-mes en comercio al por mayor y al por menor, 64,59 GWh-mes en administración pública y defensa, 83,38 GWh-mes en agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca, y de 366,33 GWh-mes en otras actividades. Los crecimientos por trimestre para el año 2024 y 2025⁶ se exponen en la Tabla 1:

Tabla 1. Crecimientos trimestrales sectoriales dentro de la demanda del MNR

Trimestre	Industrias manufactureras	Ejplotación 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)
2024Q1	-3,08%	2,08%	3,56%	-25,62%	3,94%	7,75%
2024Q2	0,42%	-0,88%	-0,67%	-26,68%	-1,25%	0,99%
2024Q3	-1,76%	-1,91%	-0,58%	-25,96%	1,54%	-3,88%
2024Q4	-0,90%	1,24%	-2,93%	-22,10%	2,30%	-3,67%
2025Q1	3,36%	2,51%	-5,55%	-8,08%	3,98%	-5,71%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

Es de resaltar que, durante 2024 y hasta el primer trimestre de 2025 se ha presentado una desaceleración progresiva en el crecimiento de la demanda de los sectores de comercio al por mayor y al por menor y otros sectores, así como crecimientos negativos representativos (con un leve alivio en el primer trimestre de 2025) en el sector de la administración pública y defensa, entre estos sectores contribuyen entre un 5,13%, 18,13% y 3,18% de la participación total de la demanda del MNR.

De lo anterior, los crecimientos negativos se presentaron principalmente por reducciones en la demanda de: a) Actividades de defensa y Actividades ejecutivas de la administración pública, las cuales aportan entre el 15,5% y el 65,1% del total del sector de Administración pública y defensa, b) Comercio al por mayor de Otros productos No Clasificados Previamente (N.C.P), Productos alimenticios, y No especializados, aportan entre el 4,4%, 4,7% y el 8,2% respectivamente del total del sector Comercio al por mayor y al por menor, c) Comercio al por menor en establecimientos no especializados con surtido compuesto principalmente por: Alimentos, bebidas o tabaco y Diferentes de alimentos (víveres en general), bebidas y tabaco, aportan entre el 47,1% y el 9,1% del total del sector Comercio al por mayor y al por menor y d) Sectores como Actividades profesionales, científicas y técnicas, Construcción, Información y comunicaciones, Otras actividades de servicios, Suministro de electricidad, gas vapor y aire acondicionado, aportan entre el 2,1%, 5,4%, y 8,0% respectivamente del total de la categoría “Otros sectores” (ver Tabla 1 y Gráfica 2a).

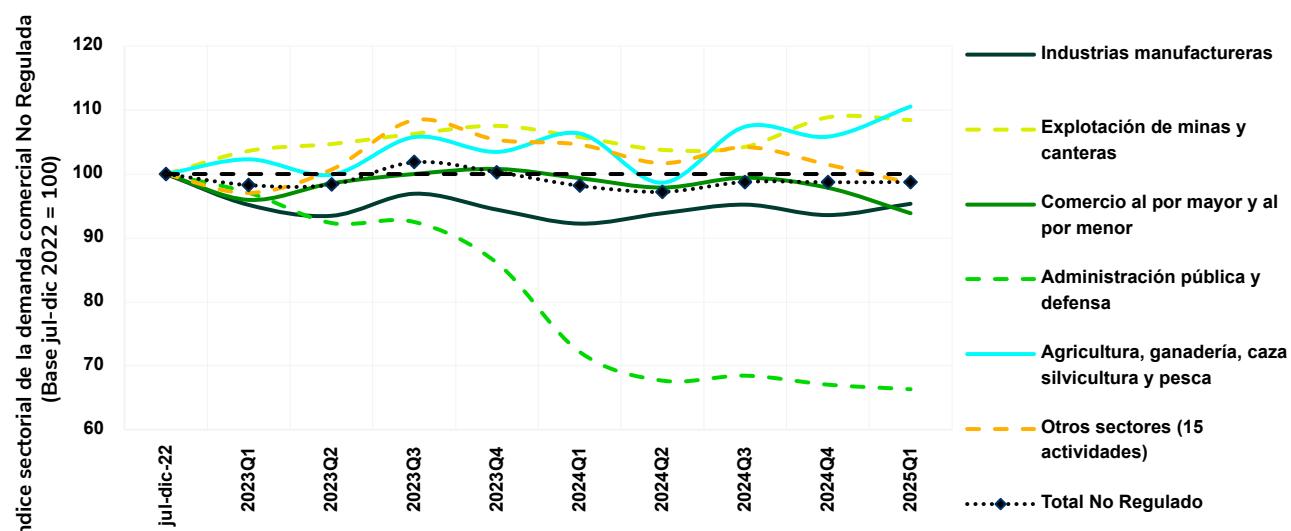
Es de mencionar que, la producción industrial acumuló una contracción del 2,4% anual en 2024, menor a la caída de 4,7% que se presentó en 2023. Sin embargo, para enero y febrero de 2025, ésta ha mostrado un crecimiento de 1,4% con respecto al mismo periodo de 2024, en donde se alcanzó una desaceleración en su crecimiento del 4,3%, de acuerdo con la información reportada por Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE)⁷ (ver Tabla 2 y Gráfica 2b).

Tomando como base la demanda promedio del MNR entre julio y diciembre de 2022 (base post-COVID) se muestra que, a marzo 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 con respecto al período base (post-COVID). Todas las demás actividades han crecido por encima de lo observado entre julio a diciembre de 2022 (ver Gráfica 2a).

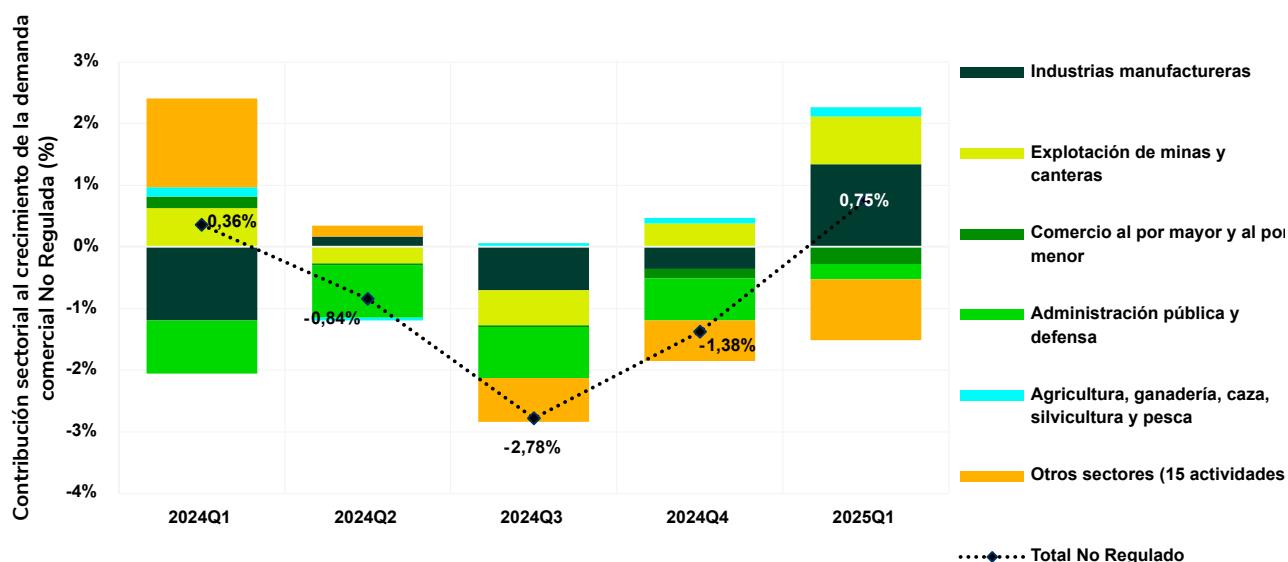
⁶ Valores definitivos con corte a marzo de 2025.

⁷ Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE. (2025). “Encuesta Mensual Manufacturera con Enfoque Territorial (EMMET): Información febrero 2025: Anexo total nacional”. 15 de abril, 2025. Bogotá, D.C., Colombia. En línea: <https://www.dane.gov.co/files/operaciones/EMMET/anex-EMMET-TotalNacional-feb2025.xlsx> (Consulta: Abril 21 de 2025)

Actividad económica	Demanda trimestral respecto a jul-dic 2022 (# veces)				
	2024- 2025p				
	2024Q1	2024Q2	2024Q3	2024Q4	2025Q1
Industrias manufactureras:	0,92	0,94	0,95	0,94	0,95
Explotación de minas y canteras:	1,06	1,04	1,04	1,09	1,08
Comercio al por mayor y al por menor:	0,99	0,98	0,99	0,98	0,94
Administración pública y defensa:	0,72	0,68	0,68	0,67	0,66
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca:	1,06	0,99	1,07	1,06	1,11
Otros sectores (15 actividades)	1,05	1,02	1,04	1,01	0,99
Total MNR:	0,98	0,97	0,99	0,99	0,99



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 (%)

Gráfica 2. Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

Tabla 2. 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)	
2024Q1	-1,19%	0,63%	0,19%	-0,86%	0,15%	1,44%	0,36%
2024Q2	0,17%	-0,26%	-0,03%	-0,85%	-0,04%	0,18%	-0,84%
2024Q3	-0,70%	-0,57%	-0,03%	-0,82%	0,06%	-0,71%	-2,78%
2024Q4	-0,35%	0,39%	-0,15%	-0,69%	0,09%	-0,66%	-1,38%
2025Q1	1,34%	0,77%	-0,27%	-0,25%	0,16%	-0,99%	0,75%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

c. Comportamiento de la demanda por áreas

En el año 2024, el crecimiento anual de la demanda comercial reportado fue del 1,93%, con respecto al 2023. Además, el 80% de las áreas tuvieron un crecimiento anual positivo con excepción del área Caribe: 1,89% (Nordeste), 2,02% (Suroccidente), 3,25% (Oriente), 4% (Antioquia) y -0,45% (Caribe). De igual manera, éstas contribuyeron al crecimiento anual de la demanda total, con aportes que fueron de: -0.12 (Caribe), 0,85 (Oriente), 0,56 (Antioquia), 0,23 (Nordeste) y 0,41 (Suroccidente) puntos porcentuales.

Durante el primer cuartil del año 2025 (enero-marzo), la demanda promedio mensual para cada una de las áreas se ubican en: 1.766 GWh-mes para Caribe, 1.733 GWh-mes en Oriente, 1.268 GWh-mes para Suroccidente, 913 GWh-mes en Antioquia, y 809 GWh-mes para Nordeste. Adicionalmente, los crecimientos promedio mes de estas áreas se encuentran en 2,06%, 1,86%, -7,22%, -3,45%, y -0,19%, y con contribuciones de 0,56, 0,49, -1,40, -0,49 y -0,02 puntos porcentuales respectivamente. Lo anterior, representa para el período en mención de 2025 un crecimiento promedio mensual de la demanda comercial del -0,86% con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior.

Adicionalmente, las áreas que han contribuido con más del 80% en la participación en el crecimiento total para el primer trimestre de 2025 son: Suroccidente (47%), Caribe (19%) y Oriente (17%) (ver Gráfica 3b y Tabla 4).

Es de mencionar que, en el comunicado del 19 de diciembre reportado por el Administrador del Mercado eléctrico - XM⁸, se menciona lo siguiente: "En noviembre de 2024 la demanda de energía fue de 6.606,61 GWh, lo que significa que disminuyó 1.24% en comparación con el consumo nacional de noviembre de 2023, donde la demanda fue de 6.698,68 GWh. Por su parte, Oriente tuvo el menor crecimiento en su demanda con una variación de -4,46% equivalente a un decrecimiento de -43,82 GWh". Esto puede ser contrastado con lo presentado en su informe sectorial No. 52 de Asoenergía⁹, en donde se expone lo siguiente: "La demanda del SIN en el mes de noviembre de 2024 fue de 220,2 GWh-día, disminuyendo un 1,4% de manera interanual. La demanda No Regulada disminuyó en 1,3% de manera mensual y disminuyó 2,8% de carácter interanual, llegando a 68,6 GWh-día. La demanda correspondiente a las industrias manufactureras disminuyó 0,5% con respecto al mes de octubre de 2024, y disminuyó 3,2% con respecto al mismo mes del año anterior, ubicándose en 27,1 GWh-día".

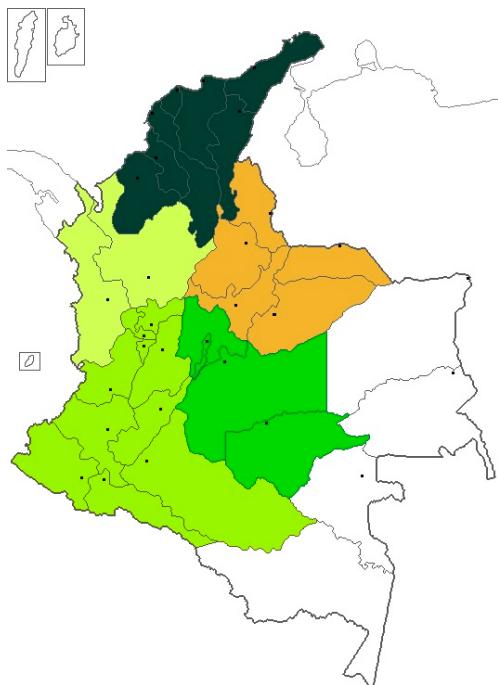
⁸ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2024). "En noviembre, la demanda de energía en Colombia disminuyó 1.24% en comparación con el mismo mes del año anterior". En línea: <https://www.xm.com.co/noticias/7427-en-noviembre-la-demanda-de-energia-en-colombia-disminuyo-124-en-comparacion-con-el> (Consulta: Abril 28 de 2025)

⁹ Asociación colombiana de grandes consumidores de energía industriales y comerciales – Asoenergía. (2024). "Informe Sectorial No. 52 Noviembre 2024". En línea: <https://asoenergia.com/wp-content/uploads/2025/01/Informe-sectorial-Asoenergia-No.-52-No-noviembre-2024.pdf> (Consulta: Mayo 12 de 2025)

De otra parte, las actividades económicas que tuvieron mayor incidencia y contribuyeron positivamente con el crecimiento de la demanda del MNR para el período enero-marzo de 2025 en cada una de las áreas (de acuerdo con la información recolectada y administrada por el Operador del Mercado – XM) fueron:

- Área Caribe: Industrias manufactureras (Elaboración de productos de molinería, Fabricación de artículos de plástico, Fabricación de colchones y somieres, Fabricación de sustancias y productos químicos básicos), Explotación de minas y canteras (Extracción de hulla - carbón de piedra), Transporte y almacenamiento (Actividades de estaciones, vías y servicios complementarios para el transporte terrestre, Actividades de puertos y servicios complementarios para el transporte acuático, Almacenamiento y depósito), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (Cría de ganado bovino y bufalino, Cultivo de cereales (excepto arroz) - legumbres y semillas oleaginosas, Cultivo de palma para aceite (palma africana) y otros frutos oleaginosos).
- Área Oriente: Explotación de minas y canteras (Actividades de apoyo para la extracción de petróleo y de gas natural, Extracción de petróleo crudo), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (Cría de ganado porcino, Cría de otros animales, Cultivo de flor de corte), Industrias manufactureras (Elaboración de otros productos alimenticios, Fabricación de artículos de plástico, Fabricación de otros artículos de papel y cartón), Distribución de agua (Captación, tratamiento y distribución de agua, Recolección de desechos no peligrosos), Otras actividades de servicios (Actividades de otras asociaciones, Otras actividades de servicios personales).
- Área Suroccidente: Industrias manufactureras (Fabricación de artículos de plástico, Fabricación de cemento, cal y yeso), Transporte y almacenamiento (Actividades de puertos y servicios complementarios para el transporte acuático, Transporte de pasajeros), Otras actividades de servicios (Actividades de asociaciones empresariales y de empleadores, Actividades de servicios personales), Actividades de servicios administrativos y de apoyo (Actividades de centros de llamadas - Call center), Actividades profesionales, científicas y técnicas (Actividades de administración empresarial).
- Área Antioquia: Industrias manufactureras (Acabado de productos textiles, Elaboración de productos lácteos, Fabricación de otros artículos de papel y cartón, Fabricación de otros productos de cerámica y porcelana, Procesamiento y conservación de carne y productos cárnicos), Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (Cría de aves de corral, Cría de ganado porcino, Cultivo de plátano y banano), Actividades de organizaciones y entidades extraterritoriales.
- Área Nordeste: Industrias manufactureras (Fundición de hierro y de acero, Procesamiento y conservación de carne y productos cárnicos, Elaboración de alimentos preparados para animales), Actividades profesionales, científicas y técnicas (Actividades de arquitectura e ingeniería y otras actividades conexas de consultoría técnica), Educación (Educación de instituciones universitarias o de escuelas tecnológicas), Actividades de servicios administrativos y de apoyo (organización de convenciones y eventos comerciales)

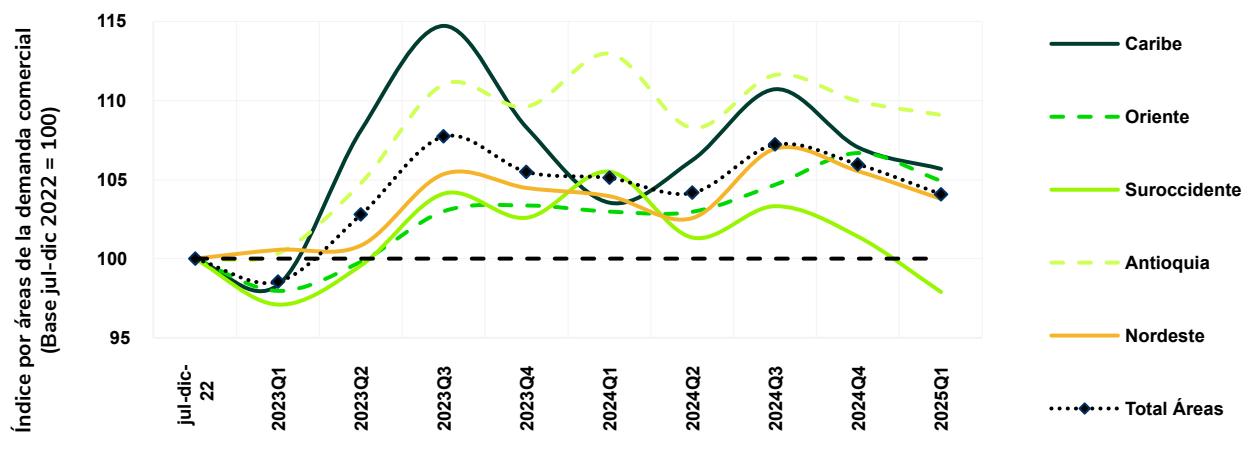
Tabla 3. Demanda comercial por áreas (GWh-año) – 2024 a 2025p¹⁰ (incluye GCE)¹¹.



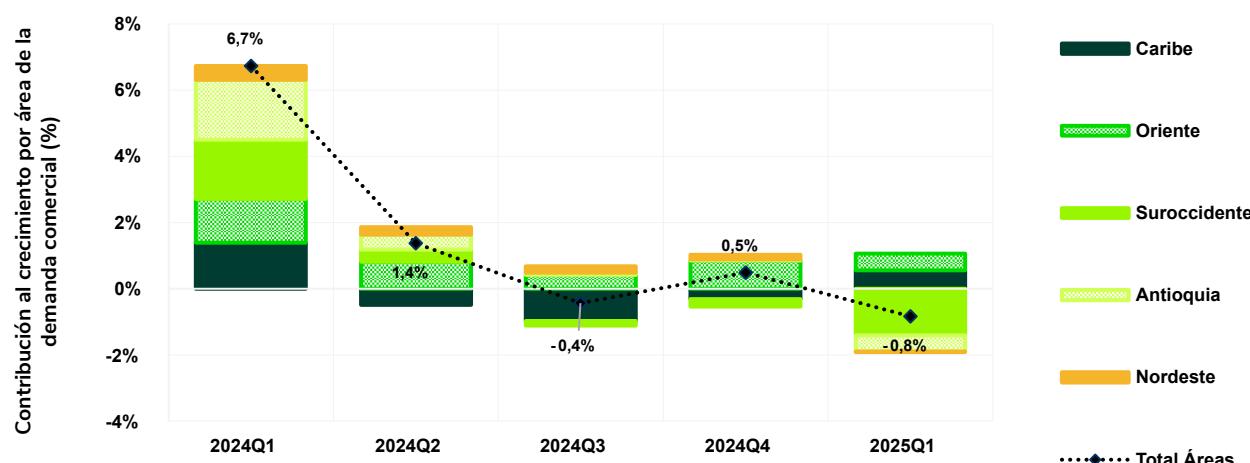
Área	Demanda (GWh-año)	
	2024	2025p
Caribe	21.437	5.299
Oriente	20.680	5.200
Suroccidente	15.989	3.804
Antioquia	11.112	2.738
Nordeste	9.798	2.427

Área	Crecimiento anual de la Demanda (%)	
	2024	2025p
Caribe	-0,5%	2,1%
Oriente	3,3%	1,9%
Suroccidente	2,0%	-7,2%
Antioquia	4,0%	-3,4%
Nordeste	1,9%	-0,2%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025



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



b. Contribución al crecimiento por área de la demanda comercial (%)
Gráfica 3. Comportamiento de la demanda no regulada por áreas (incluye GCE)

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

10 Valores con corte a marzo de 2025.

11 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: Abril 28 de 2025)

Tabla 4. Crecimiento de la demanda y contribuciones por áreas (incluye GCE)

Trimestre	Contribuciones al crecimiento					Crecimiento anual Demanda
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	
2024Q1	1,39%	1,33%	1,80%	1,81%	0,42%	6,74%
2024Q2	-0,48%	0,83%	0,36%	0,46%	0,21%	1,38%
2024Q3	-0,96%	0,42%	-0,15%	0,07%	0,19%	-0,43%
2024Q4	-0,31%	0,85%	-0,23%	0,04%	0,13%	0,48%
2025Q1	0,56%	0,50%	-1,40%	-0,48%	-0,02%	-0,84%

d. Comportamiento de la demanda por mercado en cada área

Durante el año 2024, la demanda promedio mes para el Mercado Regulado (MR) se situó alrededor de los 4.711 GWh-mes y para el Mercado No Regulado (MNR) estuvo en los 2.090 GWh-mes. Asimismo, se presentaron crecimientos anuales para el MR¹² y MNR¹³ del 4,57% y -1,48%, con respecto al año inmediatamente anterior, y con contribuciones positivas que suman 4.6 y -1.42 puntos porcentuales al crecimiento anual del total de la demanda, respectivamente. En la Tabla 5, se presenta los valores alcanzados en cada una de las áreas eléctricas para cada mercado:

Tabla 5. Evolución de la demanda de las áreas eléctricas para cada uno de los mercados – año 2024

Año 2024	Demanda anual de energía eléctrica (GWh-año)		Crecimiento anual	
	MR	MNR	MR	MNR
Caribe	17.486	5.458	6,61%	-5,45%
Oriente	12.938	6.392	2,56%	1,06%
Suroccidente	11.389	4.862	4,92%	-0,90%
Antioquia	8.309	3.163	3,62%	0,79%
Nordeste	6.416	5.207	3,90%	-2,07%
Total Nacional (SIN)	56.537	25.083	4,57%	-1,48%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

Para el trimestre comprendido entre enero a marzo de 2025, la demanda promedio mensual del MR estuvo en los 4.391 GWh-mes (i.e. 154,30 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del -1,67% con respecto al mismo período de 2024. Es de resaltar que, el MR ha mostrado una reducción en: a) crecimiento de aproximadamente 13.22pp, debido a que, durante el segundo trimestre de 2024, el fenómeno de El Niño estaba en su fase de finalización, por lo que los valores observados durante éste impactaron representativamente en la demanda nacional, y b) participación de 0.48pp, con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior.

Asimismo, la demanda promedio mensual del MNR se ubicó en los 1.936 GWh-mes (i.e. 70,12 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 0,57% con respecto al mismo período del año anterior. Además, este mercado ha mostrado un aumento en: a) crecimiento de aproximadamente 0.55pp, y b) participación de 0.48pp, 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 2025:

12 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.

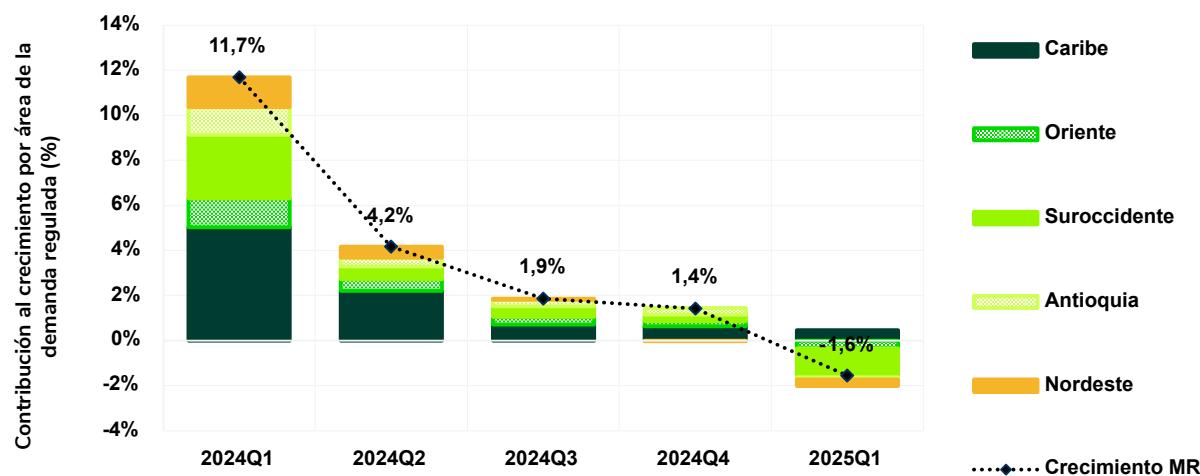
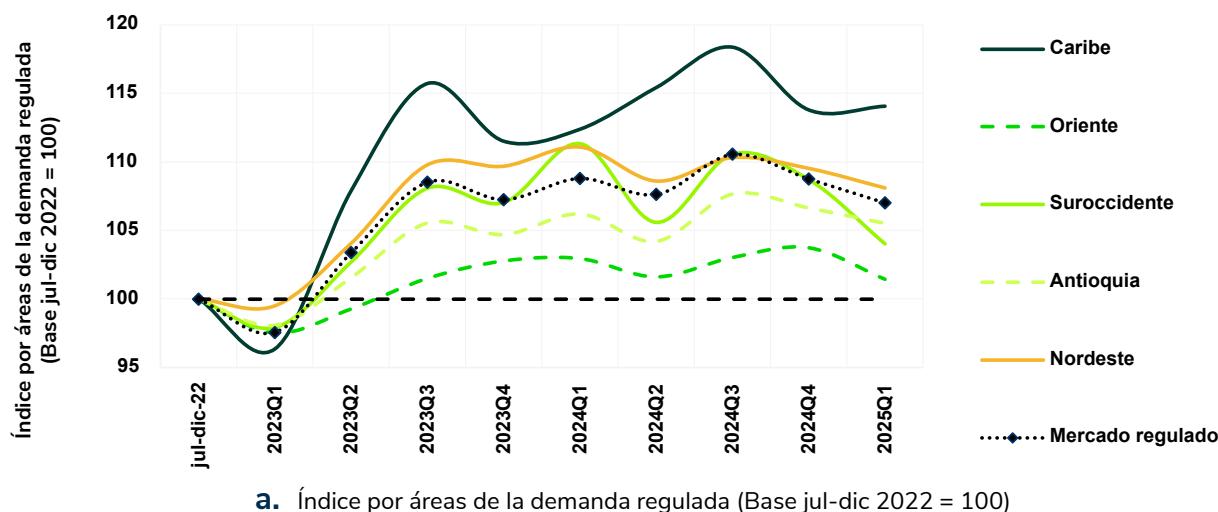
13 XM. Administradores del mercado eléctrico. (2025). "Consumo: Mercados". En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/mercados>
Mercado No Regulado: Persona natural o jurídica que realiza una demanda de energía superior a 2 Megavatios (2MW). Ellos pueden negociar libremente los costos de las actividades 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 – 2025¹⁴

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%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025

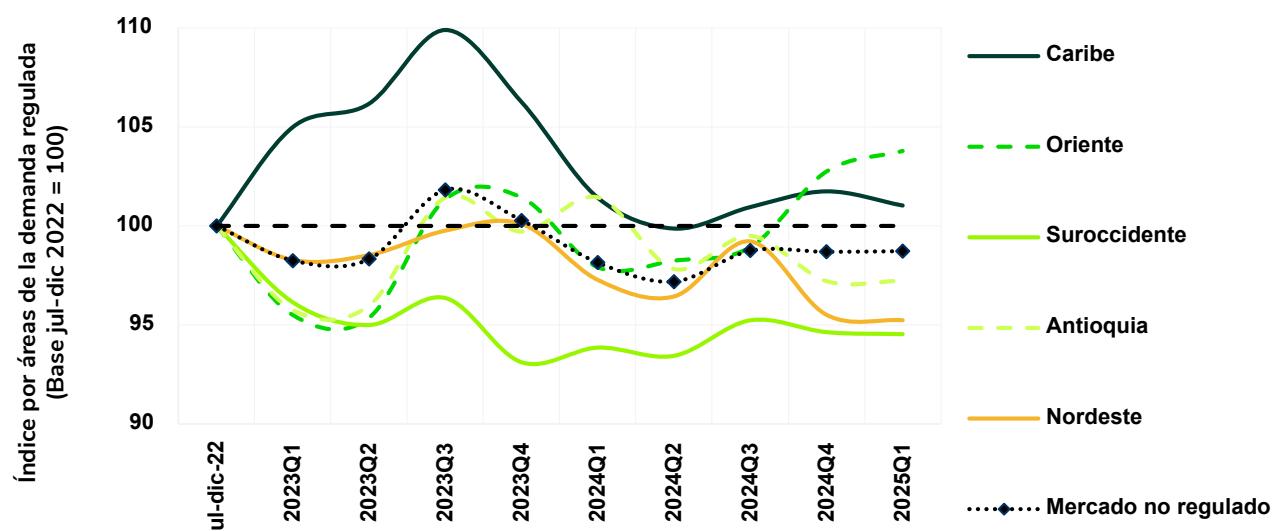
Al tomar como base la demanda promedio de julio a diciembre de 2022 (meses post-COVID), se muestra que, a marzo del año 2025, la demanda del MNR como la MR crecieron en 0,99 y 1,07 veces, respectivamente. El MR alcanzó su máximo crecimiento en el tercer trimestre de 2024 con un valor de 1,11 veces con respecto a su base. De otra parte, el MNR alcanzó su máximo crecimiento en el tercer trimestre de 2023, con un valor de 1,02 veces con respecto a su base (ver Gráfica 4a y Gráfica 5a).



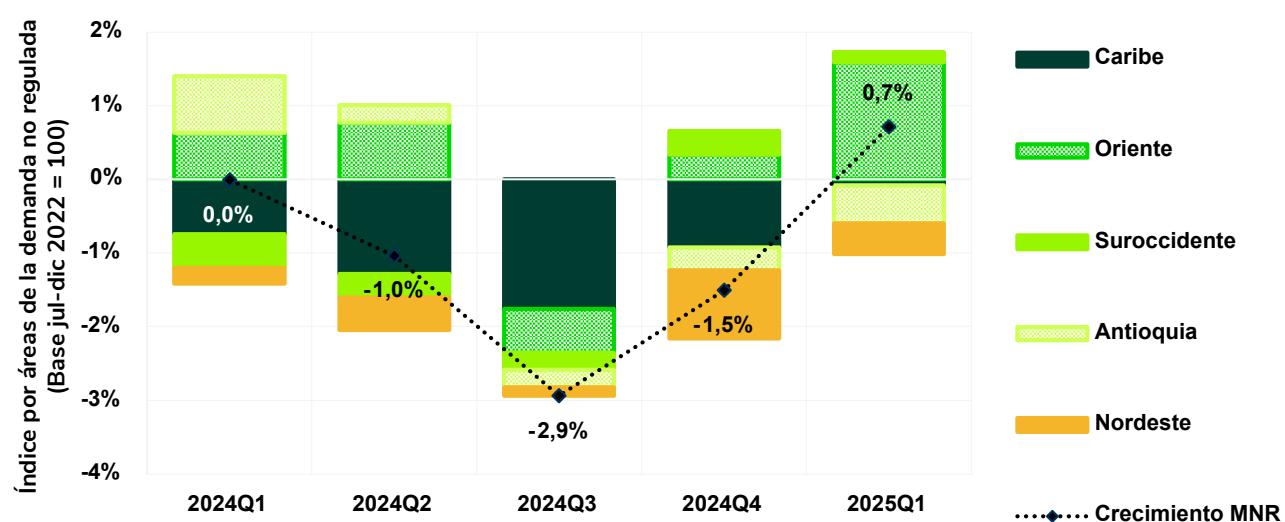
Gráfica 4. Comportamiento de la demanda regulada por áreas

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025

14 Valores con corte a marzo de 2025.



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 (%)

Gráfica 5. Comportamiento de la demanda no regulada por áreas

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025

e. Comportamiento real vs proyecciones de la UPME

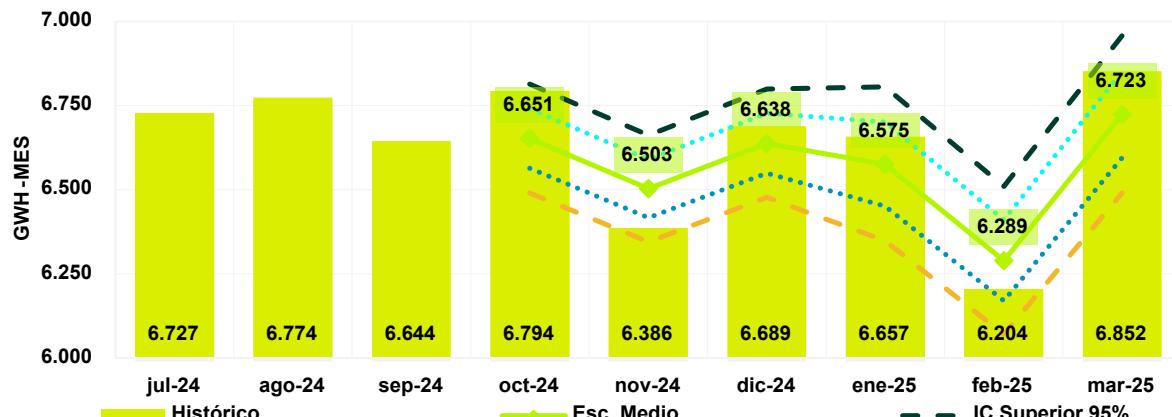
A continuación, se presentan las diferencias en promedio entre los valores pronosticados y los observados mediante el Error Cuadrático Medio (MSE), empleando la metodología utilizada por la Agencia Internacional de Energía¹⁵ (IEA, por sus siglas en inglés) para el análisis de sesgo sistemático (ver Anexo A).

Para los escenarios de demanda de energía eléctrica del SIN, reportados para el período octubre 2024 a marzo de 2025, el error cuadrático medio oscilo entre el 0,03% y 0,37% (ver Gráfica 6a). De manera similar, en cuanto a los escenarios de demanda para potencia máxima del SIN que no incluyen Grandes Consumidores Especiales (GCE) nuevos, el error cuadrático medio promedio para los escenarios fue entre el 0,01% y 0,12% (ver Gráfica 6b y Gráfica 8).

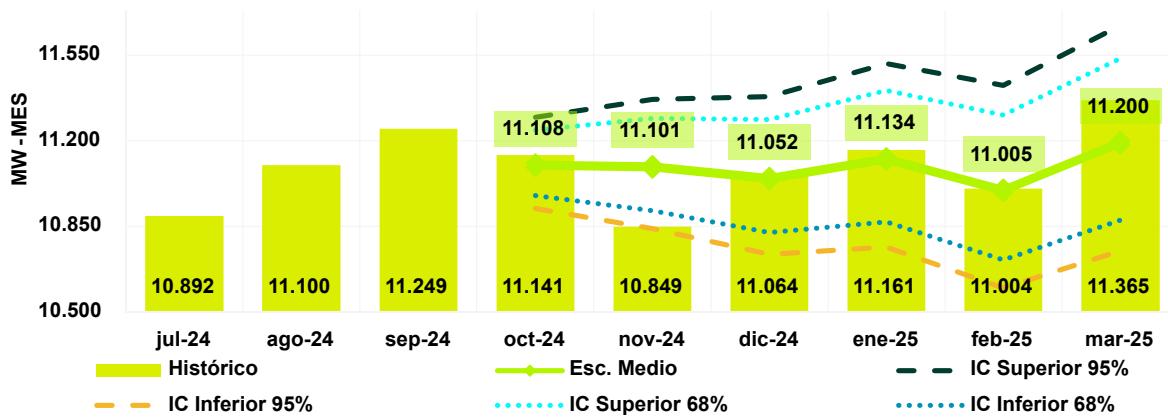
Vale la pena señalar que la proyección de demanda que incluye los GCE nuevos, corresponde a la proyección de la UPME para el SIN a la cual se le adiciona la información reportada a la Unidad por los usuarios que potencialmente representan grandes cargas para el SIN. En este sentido, el volumen de energía co-

¹⁵ CONSIDINE, TIMOTHY J. & CLEMENTE, FRANK A. (2007). "Gas-Market Forecast: Betting on bad numbers". En línea: http://peakwatch.typepad.com/Gas_Market_Forecasts.pdf

rrespondiente a los GCE nuevos no es resultado de un ejercicio de proyección. Al incorporar dicha información, el error cuadrático medio correspondiente al periodo comprendido entre octubre de 2024 y marzo de 2025 se ubicó en un rango entre 0,02% y 0,21%, tanto para la proyección de la demanda de energía eléctrica como para la proyección de la demanda de potencia máxima, respectivamente.



a. Evolución demanda energía eléctrica



b. Evolución demanda potencia máxima

Gráfica 6. Seguimiento de las proyecciones de demanda UPME Rev. diciembre 2024 vs comportamiento real demanda de energía SIN. (No incluye GCE, ME y GD)
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

Asimismo, se presenta el seguimiento al comportamiento de las proyecciones por áreas¹⁶ expuestas en el informe de diciembre de 2024 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 entre el 0,03% al 0,15%. Con excepción del mes de febrero, las demandas mensuales reales se situaron en el intervalo de confianza¹⁷ del 68%. Es de resaltar que, las proyecciones presentadas en diciembre para el período comprendido entre octubre 2024 a marzo de 2025 guardan una estrecha relación con el valor real reportado, replicando en gran medida la tendencia y estacionalidad en cada una de las áreas. En cuanto a los escenarios de demanda para potencia máxima por áreas del SIN, el error cuadrático medio promedio para el escenario medio oscila entre 0,01% y 0,12% (ver Gráfica 7)

16 No se incluyen GCE (existentes y nuevos)

17 CANDIA B., ROBERTO & CAIOZZI A., GIANELLA (2005). "Intervalos de Confianza". SciELO. Revista médica de Chile. Vol.133 No.9 Págs. 1111-1115. DOI: <http://dx.doi.org/10.4067/S0034-98872005000900017>

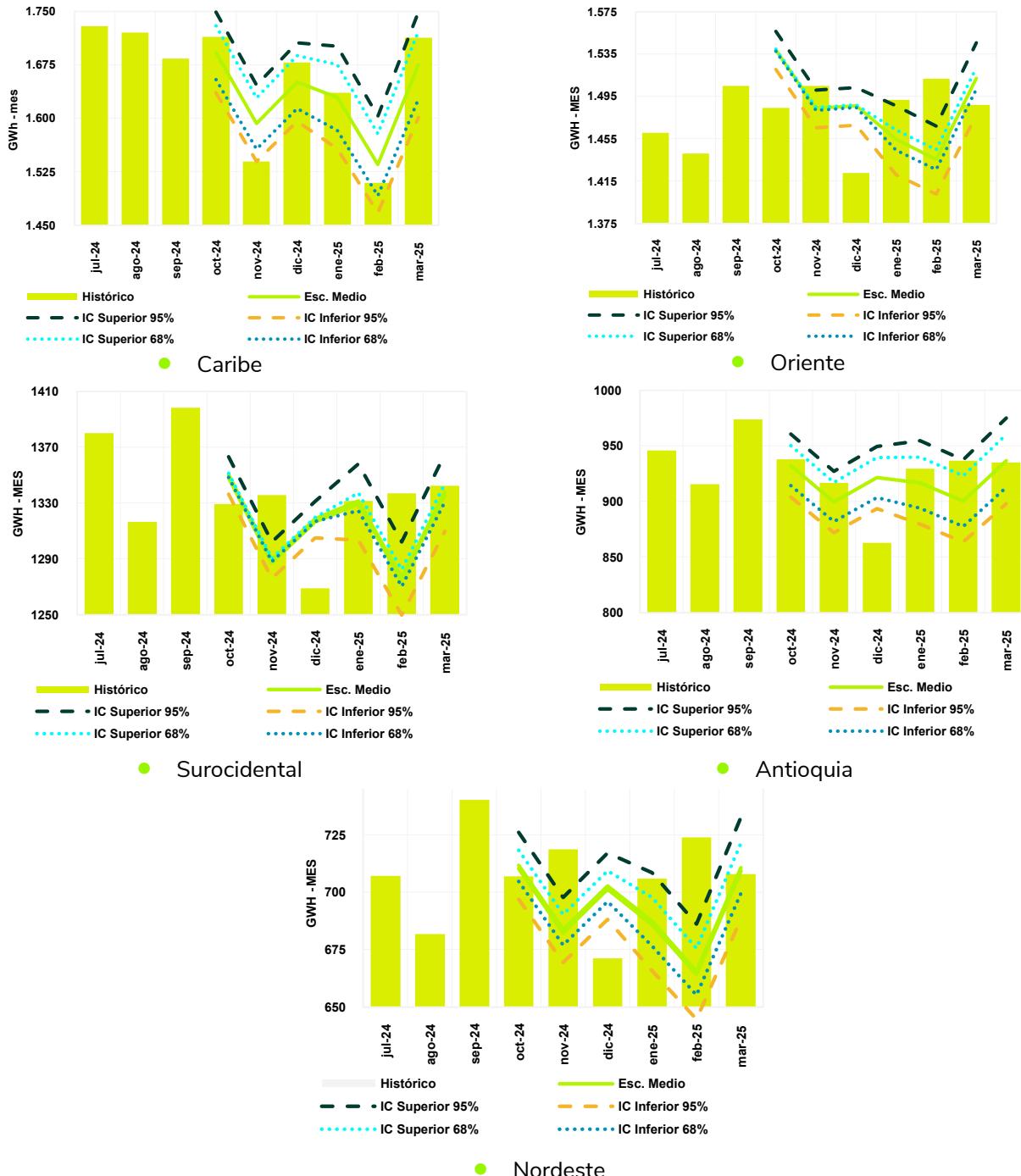
La definición de intervalos de confianza expuesta por Candia & Caiozzi es: "El intervalo de confianza describe la variabilidad entre la medida obtenida en un estudio y la medida real de la población (el valor real). Corresponde a un rango de valores, cuya distribución es normal y en el cual se encuentra, con alta probabilidad, el valor real de una determinada variable".

IOWA STATE UNIVERSITY (2023). "Chapter 3: Central Limit Theorem, Confidence Intervals, and Hypothesis Tests". Digital Press. En línea: <https://iastate.pressbooks.pub/quantitativeplantbreeding/chapter/central-limit-theorem-confidence-intervals-and-hypothesis-tests/>

Para realizar el cálculo de los intervalos de confianza empleando el teorema de límite central, se emplea la definición expuesta por la Iowa State University: "Curiosamente, las medias de las muestras, incluso de una distribución no normal, pueden tener una distribución normal. Esto es lo esencial del llamado «Teorema Central del Límite». Afirma que cuando extraemos muestras aleatorias simples de tamaño n de cualquier distribución, las medias muestrales se distribuyen aproximadamente de forma normal con media μ y varianza σ^2/n (para tamaños de muestra grandes)". Traducción propia.

El cálculo de un intervalo de confianza del 95% para $\mu = \bar{x} \pm 1.96 \sigma/\sqrt{n}$

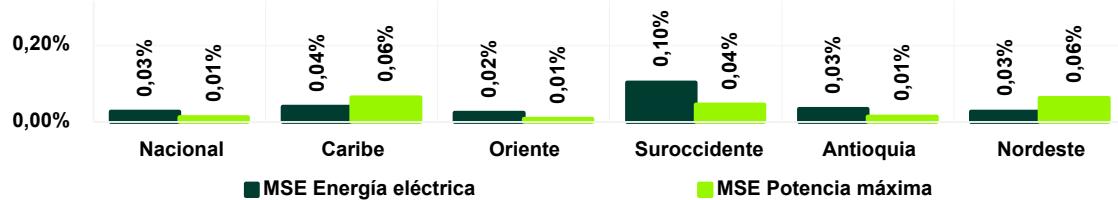
El cálculo de un intervalo de confianza del 68% para $\mu = \bar{x} \pm 0.99 \sigma/\sqrt{n}$



Gráfica 7. Comparación proyecciones por áreas de demanda UPME 2024p¹⁸ versus comportamiento real demanda de energía SIN.

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

En conclusión, el error medio cuadrático de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima a nivel del SIN como por áreas eléctricas para el período octubre de 2024 a marzo de 2025, muestra que las diferencias en promedio son menores al 0,2% entre los valores pronosticados y los observados (ver Gráfica 8).



Gráfica 8. Error medio cuadrático para el escenario medio SIN. (No incluye GCE, ME y GD) – Revisión diciembre 2024

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

18 Valores con corte a marzo de 2025.

2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

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

Los modelos para la proyección de demanda de energía eléctrica 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 9.

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 - 2025M03	GWh-mes	XM ¹⁹
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2025Q1	Miles de millones de pesos – Precios Constantes Año Base 2015	DANE ²⁰
	Proyección Trimestral: 2025Q2 – 2039Q4		UPME-Fedesarrollo ²¹
Población	Histórico Anual: 1994 – 2019	Número de habitantes	DANE ²²
	Proyección Anual: 2020 – 2039		
Temperatura Media. Áreas geográficas del SIN	Histórico Mensual: 1994M01 - 2025M03	Grados centígrados (°C)	IDEAM ²³
	Proyección Mensual: 2025M04 - 2039M12		

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 en revisión para el Plan Energético Nacional 2025-2055 que se encuentra en elaboración al momento de la realización de este informe, y (iv) las reducciones de demanda resultantes de la aceleración en la entrada de generación distribuida.

La proyección de la demanda de energía eléctrica de largo plazo es resultado de un modelo económico de combinación de pronósticos²⁴ (el cual emplea modelos multivariados VAR²⁵ y los VEC²⁶), Esta metodología señala que, si los resultados de diferentes modelos pueden ser tratados formalmente

19 XM. Administradores del mercado eléctrico. (2025). "Sinergox: Demandas y fronteras: Históricos – Demanda_Energia_SIN". Medellín, Colombia. En línea: <https://sinergox.xm.com.co/dmdn/Paginas/Historicos/Historicos.aspx> (Consulta: Abril 28 de 2025)

20 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: Mayo 16 de 2025)

21 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

22 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: Mayo 16 de 2025)

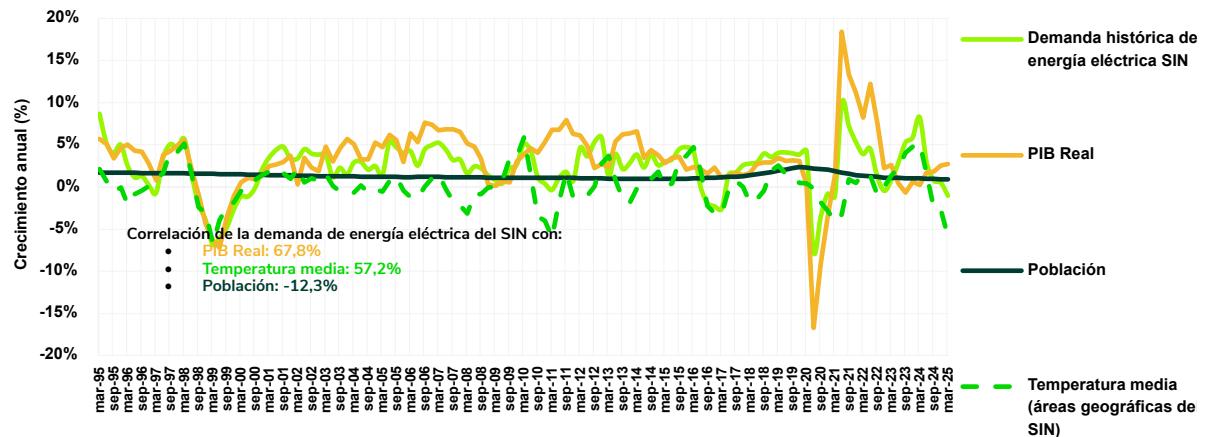
23 Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM (2013). "Bases de Datos de Temperaturas". Bogotá, D.C., Colombia. Actualización a 2025. "Tiempo y clima: Seguimiento tiempo". Mayo, 2025. Bogotá, Colombia. En línea: <http://archivo.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/seguimiento-tiempo> (Consulta: Mayo 16 de 2025)

24 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 del ejercicio realizado en 2023 sugieren la siguiente composición del modelo combinado: VAR Endógeno (17%), VAR Exógeno (56%) y VEC (28%).

25 VAR: Modelo de Vectores Autorregresivos.

26 VEC: Modelo de Vectores de Corrección de Error

como pronósticos de diferentes expertos, entonces su combinación no debería generar ninguna controversia, pues 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 exactas que los valores de las proyecciones de cada uno de los modelos analizados independientemente. A la proyección del valor esperado, la acompaña dos intervalos de confianza con límites superior e inferior con el mismo rango sobre todo el periodo de proyección.



Gráfica 9. Crecimiento anual de las variables del modelo

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

Los modelos empleados incorporan las variables expuestas en la Tabla 7 y contemplan como supuesto principal el crecimiento potencial de la economía, el cual se estima que para el período 2025 y 2026 sea del 2,5% y 2,9% (de acuerdo con el estudio realizado por Fedesarrollo²⁷ para la UPME). Adicionalmente, se contemplan las expectativas más recientes de crecimiento potencial de la economía de largo plazo estimado por analistas nacionales (Banco de la República²⁸) e internacionales (Banco Mundial²⁹ y el Fondo Monetario Internacional³⁰), el cual estaría entre el 3,0% al 3,3% para el período 2026-2039, encontrándose en línea con el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP³¹) 2024.

b. Resultados

i. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN

En la Gráfica 10a se presenta la demanda promedio mensual-diaria con sus respectivos intervalos de confianza (superior e inferior) 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 206 a 246 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 211 a 240 GWh-día. Además, se prevé un crecimiento en la demanda promedio mes-día del 2,2% en el escenario medio, para el período antes mencionado.

Asimismo, los resultados a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2025 a 2039 podría tener un crecimiento promedio año en el escenario medio entre 1,41% a 2,82%, de acuerdo con la

27 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_maneconomicas_2023-12-22_UPME_3ra_Entrega_vf.pdf

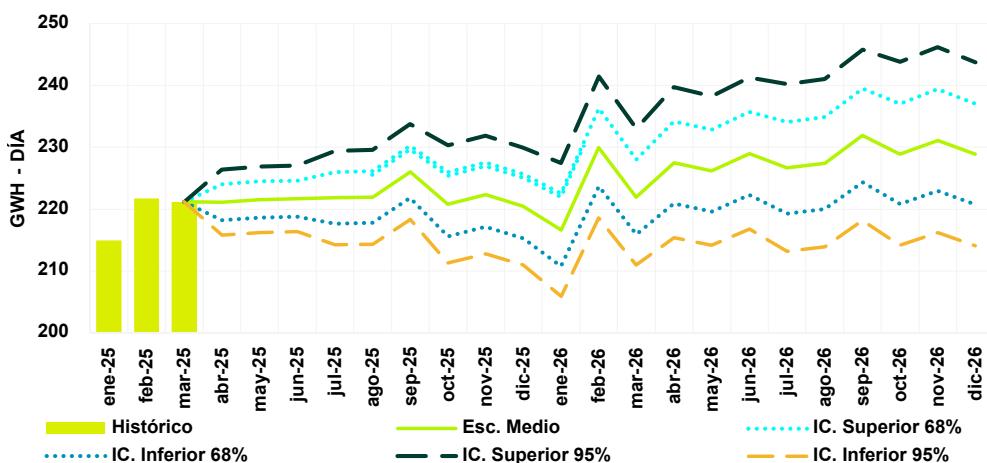
28 Banco de la República - BanRep. (2025). "Política monetaria y cambiaria: Informe de Política Monetaria". Informe de Política Monetaria – Abril de 2025. En línea: <https://www.banrep.gov.co/es/publicaciones-investigaciones/informe-politica-monetaria/abril-2025> (Consulta: Mayo 16 de 2025).

29 World Bank Group WB. (2025). "Global economic prospects". En línea: <https://databank.worldbank.org/source/global-economic-prospects> (Consulta: Mayo 16 de 2025).

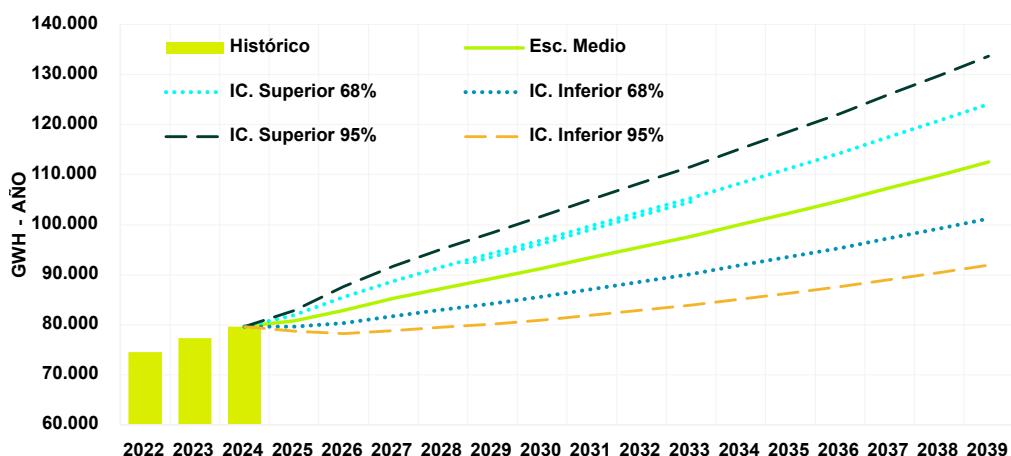
30 International Monetary Fund - IMF. 2025. "Real GDP growth". En línea: https://www.imf.org/external/datamapper/NGDP_RPCH@WEO@COL (Consulta: Mayo 16 de 2025).

31 Ministerio de hacienda y crédito público. (2024). "Marco Fiscal de Mediano Plazo: Estrategia fiscal para la reactivación económica sostenible". Página 100. En línea: <https://www.minhacienda.gov.co/politica-fiscal/documentos-planeacion-financiera/marco-fiscal-mediano-plazo>

Gráfica 10b. Los resultados obtenidos en la presente revisión difieren en menos del 0,56% en relación con los publicados en la revisión de diciembre de 2024.



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)

Gráfica 10. Proyección de la demanda energía eléctrica del SIN - sin GCE
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

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

En esta sección se presenta la proyección de demanda de energía eléctrica considerando la movilidad eléctrica (ME) y la generación distribuida (GD). De igual forma se presenta la información que se reporta a la UPME con respecto a las demandas de grandes consumidores especiales (GCE). Es de resaltar que, la información histórica de los GCE es reportada y administrada por el operador del sistema XM³².

En la Tabla 8 se presentan los consumos esperados de los GCE separados en dos grupos, en relación con el grado de incertidumbre en el nivel de su demanda. El primero, corresponde a consumidores que ya están conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) pero tienen menos de 10 años de historia o con solicitud adicional de demanda. En el segundo grupo se presenta la información reportada de demanda de los GCE que aún no se encuentran conectados, pero que tienen un concepto de conexión aprobado por la UPME o el operador de red.

32 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: Abril 28 de 2025)

Tabla 8. Información de GCE³³.

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	2014-2026
	Drummond Río Córdoba	DRC	20141500055111 20221000158621 2023110266172 20251110046262	2015
	Tubos Caribe ³⁴	TC	20131500059741	2019
	San Fernando	SF	20211520018061	2021
	Drummond La Loma	DLL	20141500063731 20221110223472 20251110046262	2023
	Ternium	T	20181520003441	2024
	Magdalena Ecopetrol	MG	20101500041781 20241110314002	2024
Grupo 2. GCE sin conexión al SIN, pero con concepto de conexión aprobado.	EEAR Canoas ³⁵	EEAR	20211520092171 20231520150871 20241300059722 20241020008585 20251500062092	2025
	Metro de Bogotá	MBOG	20211520124031 20211520124041 20211520124051 20231300156642 20251020001895	2025
	RegioTram	RTRAM	20211520122261 20211520122271 20241300059722 20241020006465 20251110048492	2028
	Puerto Antioquia	PA	Informado ante el operador de red 20241110067382 20251520000401	2025
	ODC ³⁶ Caucasia	ODCC		
	Metro de Medellín La 80	MED80		
	Peldar Zipaquirá	PZ	20231540023461	2026
	Dt Serena del Mar Fase 1 y Fase 2	SMAR1_2	20231540023351 20241520068753 20241020046163 20241020010425	2026 2028
	Cemex Caracolito	CC	20231540026841 20231540027301 2023110272302 20251110044522	2024
	Cementos San Marcos	CSM	20231540027971 20251110063412	2025
	Ultracem	ULTRASEM	20231540026781 20241020010365	2027
	SierraCol	SC	20231540026411	2024
	Argos Tolcementos	AT	20231540025791 20231000087721	2025
	Odata Cota	ODATAC	20231540023481 20241110013492 20251110057842	2026

33 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 04 de abril de 2025.

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

35 EEAR: Estación Elevadora de Aguas Residuales.

36 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.	Lower Mine	LM	20231540021341 2024110048772 20241020003845	2026
	Odata Navarra	ODATAN	20231540023521 20231000102311 20241020010495	2027
	La Constancia R2	LCR2	20231540023541 20231000136471 20251020000185	2026
	Tenjo 1	T1	20231540023511	2026

Es de resaltar que, los Grandes Consumidores Especiales (GCE) presentados en esta revisión, han sido actualizados y reportados por las empresas y los OR ante la UPME con corte al 04 de abril de 2025. Asimismo, se realizó las solicitudes de información para cada uno de los GCE presentados anteriormente, con el fin de conocer cuál es la demanda asociada a la capacidad solicitada ante la Unidad, y poder reducir en gran medida la sobreestimación de la demanda. Realizado este procedimiento, se identificaron los siguientes cambios de fecha de puesta de operación – FPO para:

- Puerto Antioquia: De acuerdo con el radicado 20251520000401, se reporta la actualización de la FPO para el 31 de marzo de 2025.
- Ultracem: De acuerdo con el radicado 20241020010365, se reporta la actualización de la FPO para el 30 de diciembre de 2026.
- Distrito térmico Serena del Mar Fase 1 y 2: De acuerdo con el radicado 20241020010425, se reporta la actualización de la FPO para el 01 de noviembre de 2026.
- Odata Navarra: De acuerdo con el radicado 20241020010495, se reporta la actualización de la FPO a partir del 11 de marzo de 2027 de manera escalonada.
- La Constancia R2: De acuerdo con el radicado 20251020000185, se reporta la actualización de la FPO para el 31 de diciembre de 2025.

En cuanto al análisis de vehículos eléctricos (VE), se tomaron los valores estimados que se encuentran en revisión para Plan Energético Nacional - PEN 2024-2054 (que se encuentra en construcción al momento de la realización de este informe) en el escenario de Políticas Declaradas³⁷. Este escenario se estima que, la participación de los vehículos eléctricos dentro de la demanda de energía eléctrica se encuentre entre 0,09% y 6,78% en el período comprendido entre 2025 a 2039, y con una contribución entre 0.02 y 2.10 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica (ver Gráfica 11). Además, dentro del parque automotor eléctrico en el transporte terrestre, se tiene que: 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.

Supuestos:

- i. Porcentaje de conducción eléctrica de vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV): ~46%³⁸.
- ii. Proporción de vehículos eléctricos híbridos enchufables (PHEV) respecto al total de híbridos constante: ~4,8%.

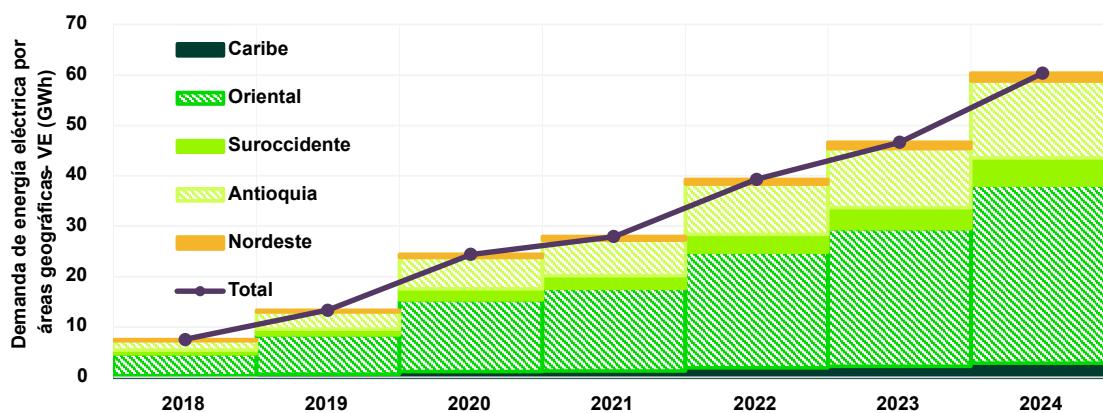
37 UPME. (2025). Plan Energético Nacional 2024 – 2054 (en construcción). En línea: <https://www.upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional/>

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).

38 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>

- 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.



Gráfica 11. Demanda eléctrica por áreas geográficas - VE³⁹ (MW-año)
Fuente: UPME, PEN 2024 -2054 – en construcción (15 de mayo), 2025.

Cabe resaltar que el escenario de Políticas Declaradas no se alcanza la meta establecida en la NDC⁴⁰ 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.

De otra parte, la información empleada para la proyección de la generación distribuida (GD) es la reportada por los Operadores de Red a la Unidad,⁴¹en virtud de la Resolución CREG 174 de 2021,⁴²la cual actualiza la definición de generación distribuida presentada en la Resolución 030 de 2018. 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. 532,72 MW acumulados), solo 3 de estas áreas aportan con más del 80% (i.e. 439,56 MW acumulados) del total de la capacidad en mención. Para 2024, las regiones geográficas contribuyeron en participación de la siguiente manera: Caribe (i.e. 38,6%), Suroccidente (i.e. 25,5%), Antioquia (i.e. 18,4%), Oriental (i.e. 8,9%) y Nordeste (i.e. 8,6%) (ver Gráfica 12)

39 VE: Vehículos eléctricos.

40 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

41 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 532,72 MW. (Fecha del reporte: 09 de abril de 2025)

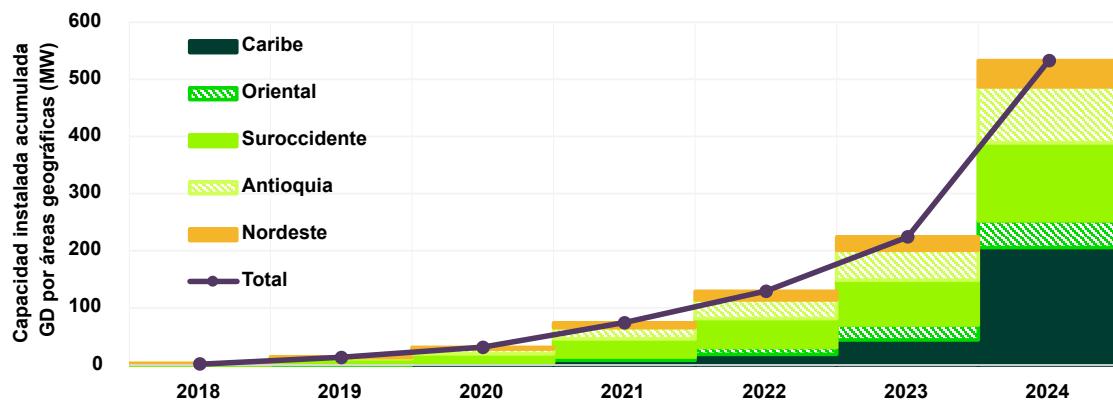
Esta información incluye adicionalmente, la autogeneración a pequeña escala (AGPE) menor a 1 MW para el recurso solar.

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.

42 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.



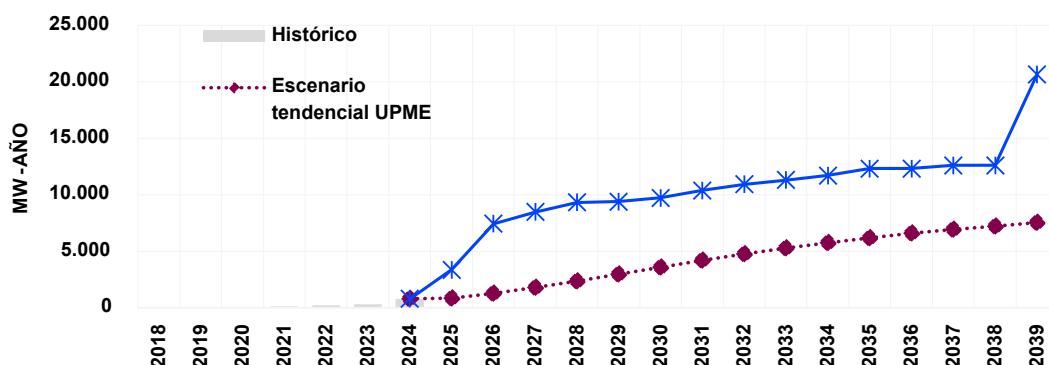
Gráfica 12. Capacidad instalada acumulada por áreas geográficas - GD (MW-año)

Fuente: UPME, reportada por los Operadores de Red a la Unidad (09 de abril), 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 3.576 MW a 2030 y 7.543 MW a 2039, en un escenario tendencial (ver Gráfica 13). Esto implicaría una participación negativa dentro de la demanda de energía eléctrica, entre -8,84% y -1,42%. Esto generaría una contribución negativa y restaría entre 0.36 y 1.14 puntos al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. Asimismo, se considera que ésta podría suplir en promedio entre el 1,4% al 8,1% 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)⁴³ que: “pretende hacer una estimación de un Potencial de mercado máximo (benchmark) con las condiciones de mercado actuales, y no es objeto del estudio realizar una estimación de la penetración o adopción de la tecnología a lo largo del tiempo”, 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.

Al realizar el ejercicio con las proyecciones de GD expuestas por el PNUMA, se estima una participación negativa dentro de la demanda de energía eléctrica, la cual estaría entre -28,62% y -5,72%. Esto generaría igualmente una contribución negativa y restaría hasta 9,95 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. Además, se prevé que ésta podría suplir en promedio entre el 5,4% al 22,3% de demanda proyectada de energía eléctrica SIN+GCE+ME.

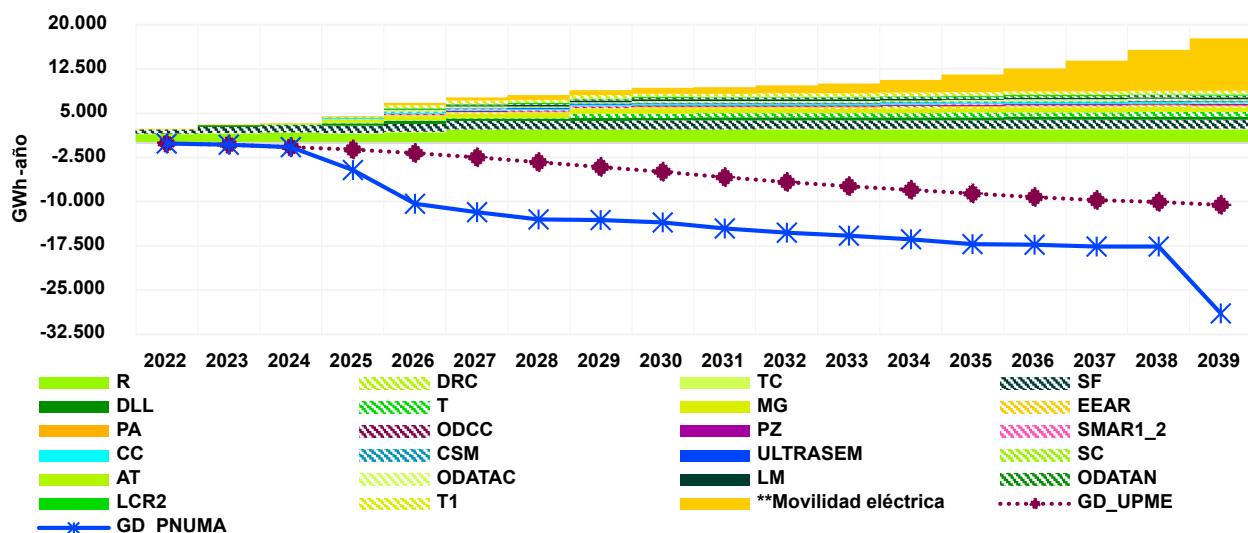


Gráfica 13. Escenario tendencial UPME vs Potencial de mercado máximo (PNUMA) anual de capacidad instalada de GD (MW-año)

Fuente: UPME, reportada por los Operadores de Red a la Unidad (09 de abril), 2025.

43 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%C3%A7%C3%A3o-Solar-Distribuida-en-Colombia.pdf>

En la Gráfica 13 se presentan los resultados de capacidad instalada futura asociada a la GD, manteniendo un factor de utilización o de aprovechamiento de aproximadamente el 20% (valor histórico observado), 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 857 MW y para 2039 de 7.543 MW, con un crecimiento promedio año del 20,4%. 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 51,2%. En la Gráfica 14, se presenta la información de GCE, ME y GD utilizada en esta proyección.



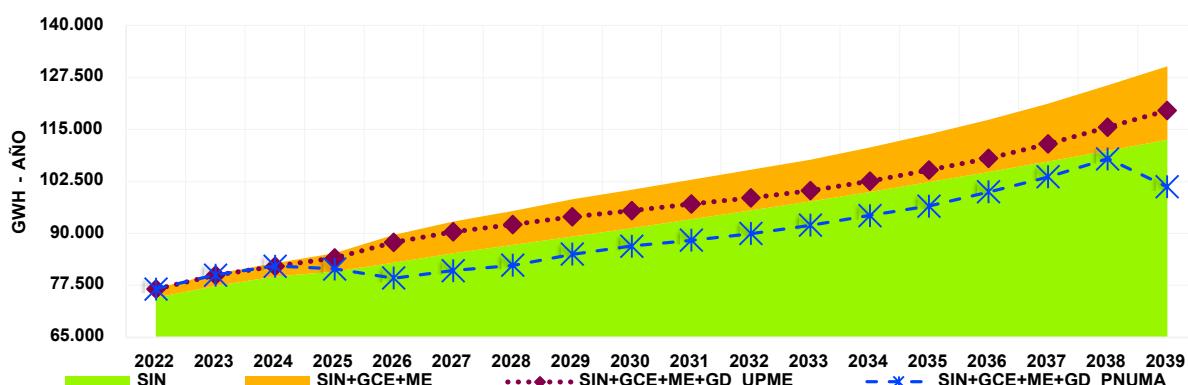
Gráfica 14. Proyección anual de demanda energética (GWh-año) GCE + ME⁴⁴+GD.

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

Fuente: Pacific 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, se estima que la demanda de energía eléctrica en el escenario medio tendría un crecimiento anual entre el 2,25% a 3,72%. Si se le adiciona la demanda asociada a los GCE Grupo 2, el crecimiento se ubicaría entre 2,31% a 5,08%, 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 de 0,52% (es decir, la demanda crecerá entre 1,57% y 4,47%). Análogamente, si a esta demanda se le incluye la GD PNUMA, se presentaría una reducción del crecimiento anual promedio en dicho escenario de 1,62% (ver Gráfica 15).



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

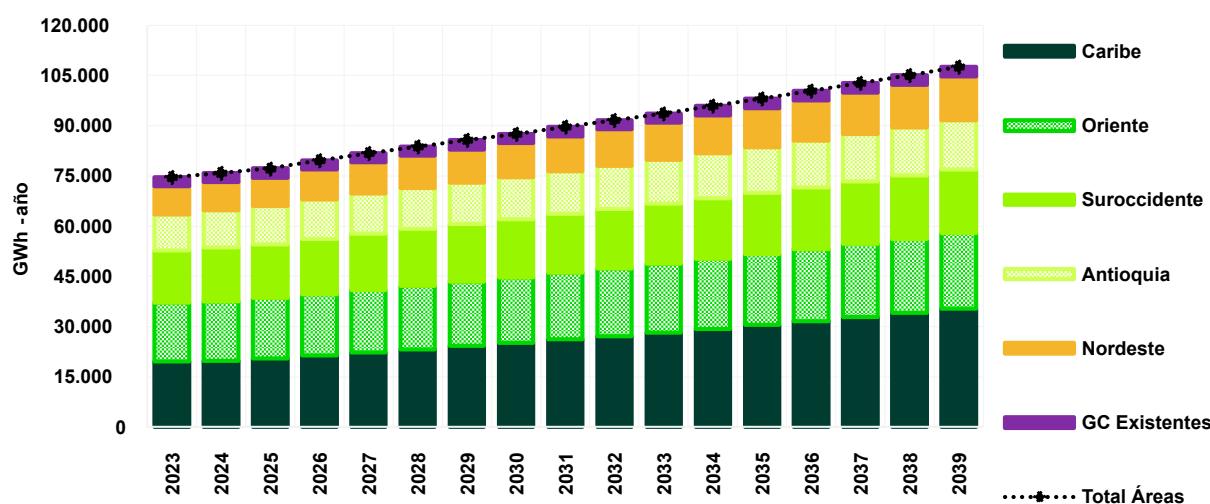
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

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

iii. Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN⁴⁵

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 resultados.⁴⁶ Además, se consideran los efectos calendario, que permiten replicar la tendencia y estacional propia de la serie para una de las áreas, y de esta manera obtener 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 dinámicos.⁴⁷

Se estima que para el período 2025 a 2039, el crecimiento mensual promedio en el escenario medio de la demanda por área sea de: 3,98% - Caribe (i.e. 2.288 GWh-mes), 1,56% - Oriente (i.e. 1.687 GWh-mes), 1,23% - Suroccidente (i.e. 1.475 GWh-mes); 1,85% - Antioquia (i.e. 1.084 GWh-mes), 2,92% - Nordeste (i.e. 902 GWh-mes) y 0,51% - GC Existentes (i.e. 232 GWh-mes) (Gráfica 16). En consecuencia, el crecimiento anual promedio de la demanda total por área para el período de análisis se prevé en 2,27%, en donde el aporte de las áreas al aumento del crecimiento sería de 1.13 (Caribe), 0.33 (Oriente), 0.23 (Suroccidente), 0.25 (Antioquia), 0.33 (Nordeste) y 0.01 (GC Existentes) puntos porcentuales.



Gráfica 16. Proyección anual de demanda de energía eléctrica por áreas (GWh-año) – Esc. Medio.

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

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 año del 1,77%, y con una probabilidad del 22%, para el escenario medio (ver Gráfica 17).

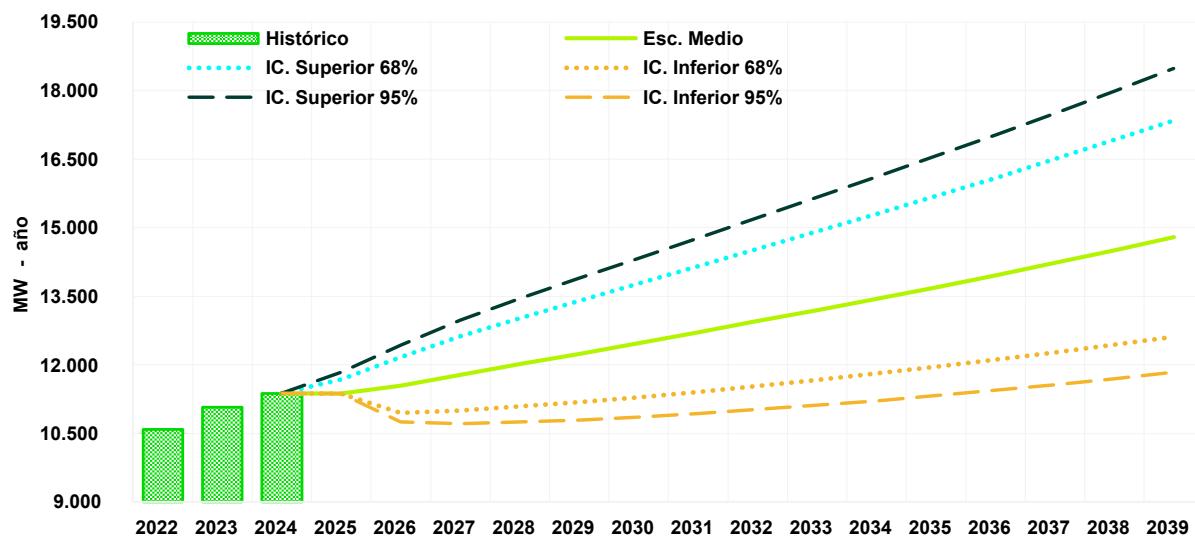
45 Incluye las cargas especiales existentes (Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas)

No se incluyen las pérdidas del STN.

46 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.

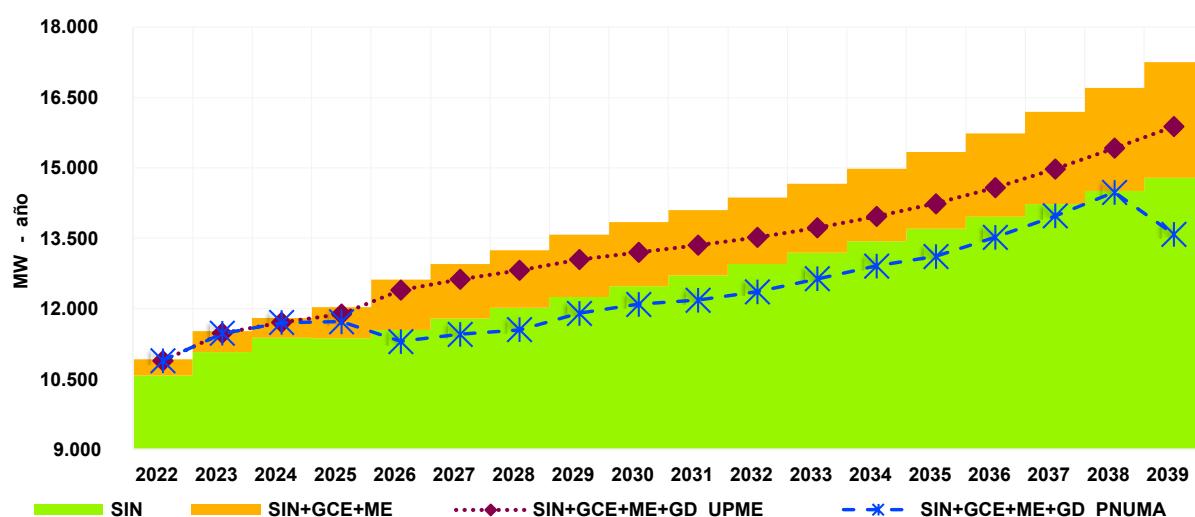
47 MASIH, RUMI & MASIH, ABUL. (1996). "Stock-Watson dynamic OLS (DOLS) and error-correction modeling approaches to estimating long- and short-run elasticities in a demand function: New evidence and methodological implications from an application to the demand for coal in mainland China". ELSEVIER. Energy 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 17. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) – sin GCE
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

Se estima que la demanda de potencia máxima al incluir GCE y ME en un escenario tendencial, ésta presentaría un crecimiento promedio anual para el período 2025 a 2039 entre el 1,88% y 4,92%. Si adicionalmente a esta demanda se le incluye la GD_UPME, se daría una reducción promedio en el crecimiento anual de 0.51 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 1.53 puntos porcentuales (ver Gráfica 18)



Gráfica 18. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) – Esc. Medio
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

ANEXOS

a. Desviaciones proyección UPME diciembre 2024 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 2024 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 Energía⁴⁸ (IEA, por sus siglas en inglés).

A nivel Nacional:

Tabla 11. Errores de las proyecciones nacionales – Revisión diciembre 2024

● Energía eléctrica

Con GCE nuevos ⁴⁹							
		Oct-24	Nov-24	Dic-24	Ene-25	Feb-25	Mar-25
APE	Esc. Medio	3,74%	1,48%	0,59%	3,37%	0,29%	3,74%
	ICS 95%	6,14%	3,82%	3,94%	6,81%	3,62%	6,14%
	ICI 95%	1,35%	-0,85%	-2,74%	-0,05%	-3,02%	1,35%
	ICS 68%	5,05%	2,76%	2,42%	5,25%	2,11%	5,05%
	ICI 68%	2,43%	0,20%	-1,24%	1,50%	-1,53%	2,43%
AAE	Esc. Medio	7	247	102	40	216	20
	ICS 95%	156	406	264	270	435	255
	ICI 95%	168	89	59	188	3	213
	ICS 68%	82	334	191	166	336	149
	ICI 68%	95	161	14	85	96	108
MSE	Esc. Medio	0,00%	0,12%	0,02%	0,00%	0,10%	0,00%
	ICS 95%	0,05%	0,33%	0,16%	0,15%	0,40%	0,16%
	ICI 95%	0,06%	0,02%	0,01%	0,07%	0,00%	0,11%
	ICS 68%	0,01%	0,23%	0,08%	0,06%	0,24%	0,05%
	ICI 68%	0,02%	0,05%	0,00%	0,02%	0,02%	0,03%
Sin GCE nuevos							
		Oct-24	Nov-24	Dic-24	Ene-25	Feb-25	Mar-25
APE	Esc. Medio	-2,09%	1,84%	-0,77%	-1,23%	1,37%	-1,88%
	ICS 95%	0,29%	4,32%	1,65%	2,22%	4,91%	1,55%
	ICI 95%	-4,47%	-0,63%	-3,18%	-4,66%	-2,16%	-5,29%
	ICS 68%	-0,79%	3,20%	0,55%	0,66%	3,31%	0,00%
	ICI 68%	-3,39%	0,49%	-2,09%	-3,11%	-0,56%	-3,75%

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

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

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

Sin GCE nuevos							
		Oct-24	Nov-24	Dic-24	Ene-25	Feb-25	Mar-25
AAE	Esc. Medio	20	276	110	148	304	106
	ICS 95%	304	41	213	310	134	362
	ICI 95%	53	204	37	44	205	0
	ICS 68%	231	31	140	207	35	257
	ICI 68%	20	276	110	148	304	106
MSE	Esc. Medio	0,05%	0,03%	0,01%	0,01%	0,02%	0,04%
	ICS 95%	0,00%	0,17%	0,03%	0,05%	0,21%	0,03%
	ICI 95%	0,21%	0,00%	0,11%	0,22%	0,04%	0,34%
	ICS 68%	0,01%	0,09%	0,00%	0,00%	0,09%	0,00%
	ICI 68%	0,12%	0,00%	0,05%	0,10%	0,00%	0,17%

- **Potencia máxima**

Con GCE nuevos							
		Oct-24	Nov-24	Dic-24	Ene-25	Feb-25	Mar-25
APE	Esc. Medio	1,25%	2,89%	-0,35%	2,42%	0,10%	1,25%
	ICS 95%	3,59%	5,96%	1,27%	5,28%	1,92%	3,59%
	ICI 95%	1,28%	4,13%	-1,48%	3,31%	-0,70%	1,28%
	ICS 68%	1,09%	4,40%	-2,11%	3,45%	-1,21%	1,09%
	ICI 68%	1,51%	5,23%	-2,06%	4,16%	-1,06%	1,51%
AAE	Esc. Medio	144	404	147	125	172	8
	ICS 95%	333	671	474	506	593	479
	ICI 95%	41	143	170	243	234	444
	ICS 68%	279	595	380	397	472	343
	ICI 68%	11	217	81	140	120	317
MSE	Esc. Medio	0,02%	0,12%	0,02%	0,01%	0,02%	0,00%
	ICS 95%	0,08%	0,34%	0,18%	0,19%	0,27%	0,18%
	ICI 95%	0,00%	0,02%	0,02%	0,04%	0,04%	0,15%
	ICS 68%	0,06%	0,27%	0,11%	0,12%	0,17%	0,09%
	ICI 68%	0,00%	0,04%	0,01%	0,01%	0,01%	0,08%

Sin GCE nuevos							
		Oct-24	Nov-24	Dic-24	Ene-25	Feb-25	Mar-25
APE	Esc. Medio	1,39%	4,79%	2,85%	3,17%	3,84%	2,69%
	ICS 95%	-1,96%	-0,08%	-2,97%	-3,55%	-3,68%	-5,43%
	ICI 95%	0,91%	4,09%	2,00%	2,18%	2,74%	1,50%
	ICS 68%	-1,49%	0,60%	-2,17%	-2,62%	-2,65%	-4,32%
	ICI 68%	1,39%	4,79%	2,85%	3,17%	3,84%	2,69%
AAE	Esc. Medio	33	253	12	27	1	165
	ICS 95%	155	520	315	353	423	306
	ICI 95%	218	8	329	396	405	617
	ICS 68%	102	443	221	244	301	170
	ICI 68%	166	65	240	292	291	491

Sin GCE nuevos							
		Oct-24	Nov-24	Dic-24	Ene-25	Feb-25	Mar-25
MSE	Esc. Medio	0,00%	0,05%	0,00%	0,00%	0,00%	0,02%
	ICS 95%	0,02%	0,22%	0,08%	0,10%	0,14%	0,08%
	ICI 95%	0,04%	0,00%	0,09%	0,13%	0,13%	0,31%
	ICS 68%	0,01%	0,16%	0,04%	0,05%	0,07%	0,02%
	ICI 68%	0,02%	0,00%	0,05%	0,07%	0,07%	0,20%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

A nivel de áreas:

Tabla 12. Errores de las proyecciones por áreas – Revisión diciembre 2024

Energía Eléctrica – Esc. Medio							
		Oct-24	Nov-24	Dic-24	Ene-25	Feb-25	Mar-25
Caribe	APE	-1,30%	3,48%	-1,66%	-0,41%	1,69%	-2,25%
	AAE	22	53	28	7	26	38
	MSE	0,02%	0,10%	0,03%	0,00%	0,02%	0,07%
Oriente	APE	-0,48%	-0,71%	-0,99%	-1,84%	0,50%	-2,79%
	AAE	7	11	15	27	7	43
	MSE	0,00%	0,00%	0,01%	0,03%	0,00%	0,09%
Suroccidente	APE	0,99%	0,96%	-0,50%	0,84%	7,70%	3,04%
	AAE	13	12	7	11	91	39
	MSE	0,01%	0,01%	0,00%	0,01%	0,48%	0,11%
Antioquia	APE	-1,37%	0,99%	-0,25%	-1,03%	4,19%	-1,14%
	AAE	13	9	2	10	36	11
	MSE	0,02%	0,01%	0,00%	0,01%	0,15%	0,02%
Nordeste	APE	-1,25%	1,45%	-1,38%	-0,67%	1,30%	-2,62%
	AAE	9	10	10	5	9	19
	MSE	0,02%	0,02%	0,02%	0,00%	0,02%	0,08%

Potencia máxima – Esc. Medio							
		Oct-24	Nov-24	Dic-24	Ene-25	Feb-25	Mar-25
Caribe	APE	-1,47%	5,12%	-1,66%	0,15%	-2,53%	-2,20%
	AAE	43	137	46	4	70	62
	MSE	0,02%	0,22%	0,03%	0,00%	0,06%	0,05%
Oriente	APE	-0,31%	0,71%	0,59%	1,29%	-0,13%	1,44%
	AAE	8	18	15	33	3	38
	MSE	0,00%	0,01%	0,00%	0,02%	0,00%	0,02%
Suroccidente	APE	-0,73%	1,56%	-0,50%	0,74%	1,30%	4,72%
	AAE	18	38	12	19	32	115
	MSE	0,01%	0,02%	0,00%	0,01%	0,02%	0,22%
Antioquia	APE	-0,39%	1,50%	-1,56%	1,16%	-0,69%	1,30%
	AAE	6	24	25	19	11	21
	MSE	0,00%	0,02%	0,03%	0,01%	0,00%	0,02%
Nordeste	APE	-1,18%	4,01%	2,14%	4,16%	0,18%	0,36%
	AAE	15	49	26	50	2	5
	MSE	0,01%	0,15%	0,05%	0,17%	0,00%	0,00%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 28), 2025.

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

Tabla 13. 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	80.767	82.836	78.708	81.900	79.639
2026	82.905	87.650	78.196	85.502	80.326
2027	85.245	91.693	78.861	88.775	81.748
2028	87.293	95.189	79.492	91.615	83.019
2029	89.248	98.455	80.166	94.288	84.272
2030	91.246	101.689	80.961	96.964	85.610
2031	93.435	105.089	81.975	99.816	87.154
2032	95.531	108.361	82.931	102.557	88.623
2033	97.649	111.632	83.931	105.308	90.126
2034	100.024	115.182	85.172	108.327	91.877
2035	102.354	118.683	86.373	111.300	93.587
2036	104.724	122.229	87.609	114.315	95.333
2037	107.339	126.059	89.055	117.596	97.305
2038	109.865	129.799	90.415	120.788	99.190
2039	112.511	133.673	91.882	124.108	101.187
	SIN + GCE + ME (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	85.271	87.340	83.212	86.404	84.144
2026	89.606	94.351	84.898	92.204	87.027
2027	92.888	99.337	86.505	96.418	89.391
2028	95.355	103.251	87.554	99.677	91.081
2029	98.157	107.365	89.076	103.198	93.181
2030	100.507	110.950	90.222	106.225	94.871
2031	102.878	114.531	91.417	109.258	96.596
2032	105.251	118.081	92.650	112.277	98.343
2033	107.713	121.697	93.996	115.372	100.190
2034	110.680	125.838	95.828	118.983	102.533
2035	113.861	130.190	97.880	122.807	105.094
2036	117.323	134.828	100.208	126.914	107.932
2037	121.274	139.994	102.990	131.531	111.240
2038	125.606	145.540	106.156	136.529	114.930
2039	130.159	151.321	109.530	141.756	118.835
	SIN + GCE + ME + GD_UPME (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	84.076	86.145	82.017	85.208	82.948
2026	87.832	92.577	83.123	90.429	85.253
2027	90.411	96.859	84.027	93.941	86.914

2028	92.080	99.976	84.279	96.403	87.807
2029	94.038	103.246	84.956	99.079	89.062
2030	95.510	105.954	85.226	101.228	89.874
2031	97.023	108.676	85.563	103.404	90.741
2032	98.596	111.425	85.995	105.621	91.687
2033	100.346	114.329	86.629	108.005	92.823
2034	102.613	117.771	87.761	110.916	94.467
2035	105.214	121.543	89.233	114.160	96.447
2036	108.085	125.590	90.970	117.676	98.694
2037	111.557	130.277	93.273	121.814	101.523
2038	115.495	135.429	96.045	126.418	104.819
2039	119.590	140.752	98.961	131.187	108.265

	SIN + GCE + ME + GD_PNUMA (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	81.486	83.555	79.427	82.619	80.358
2026	79.236	83.981	74.528	81.834	76.657
2027	81.043	87.491	74.659	84.573	77.546
2028	82.298	90.194	74.497	86.621	78.025
2029	85.033	94.241	75.951	90.074	80.057
2030	86.934	97.378	76.650	92.652	81.298
2031	88.354	100.008	76.894	94.735	82.073
2032	89.945	102.775	77.345	96.971	83.037
2033	91.964	105.947	78.246	99.623	84.441
2034	94.299	109.457	79.448	102.603	86.153
2035	96.605	112.934	80.623	105.550	87.837
2036	100.015	117.520	82.900	109.606	90.624
2037	103.624	122.344	85.340	113.881	93.590
2038	107.947	127.881	88.497	118.870	97.271
2039	101.187	122.348	80.558	112.784	89.862

Fuente: UPME. 2025

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

Tabla 14. 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	11.373	11.836	11.373	11.688	11.373
2026	11.541	12.435	10.752	12.167	10.954
2027	11.786	12.975	10.718	12.625	11.006
2028	12.018	13.446	10.751	13.024	11.091
2029	12.244	13.893	10.796	13.403	11.186
2030	12.473	14.333	10.855	13.778	11.292

2031	12.712	14.778	10.935	14.159	11.413
2032	12.956	15.224	11.026	14.542	11.543
2033	13.197	15.665	11.118	14.920	11.673
2034	13.442	16.109	11.217	15.301	11.809
2035	13.699	16.565	11.328	15.694	11.957
2036	13.960	17.027	11.445	16.093	12.109
2037	14.229	17.501	11.570	16.501	12.270
2038	14.507	17.984	11.701	16.919	12.438
2039	14.792	18.479	11.840	17.346	12.613

	SIN + GCE + ME (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	12.028	12.573	11.879	12.405	11.879
2026	12.620	13.525	11.808	13.257	12.033
2027	12.951	14.140	11.873	13.790	12.168
2028	13.243	14.670	11.967	14.248	12.315
2029	13.575	15.224	12.123	14.734	12.517
2030	13.843	15.703	12.225	15.148	12.662
2031	14.103	16.169	12.327	15.550	12.805
2032	14.373	16.641	12.442	15.959	12.960
2033	14.658	17.125	12.579	16.381	13.134
2034	14.976	17.642	12.751	16.835	13.343
2035	15.341	18.208	12.971	17.337	13.599
2036	15.739	18.806	13.224	17.872	13.888
2037	16.194	19.465	13.534	18.465	14.235
2038	16.709	20.186	13.904	19.121	14.641
2039	17.258	20.945	14.306	19.812	15.079

	SIN + GCE + ME + GD_UPME (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	11.883	12.419	11.722	12.252	11.722
2026	12.398	13.293	11.586	13.025	11.811
2027	12.629	13.818	11.569	13.468	11.856
2028	12.813	14.240	11.561	13.818	11.902
2029	13.053	14.696	11.627	14.206	12.014
2030	13.194	15.053	11.598	14.498	12.029
2031	13.358	15.423	11.598	14.804	12.070
2032	13.524	15.792	11.594	15.110	12.111
2033	13.729	16.196	11.650	15.451	12.205
2034	13.968	16.624	11.758	15.817	12.346
2035	14.240	17.097	11.892	16.226	12.515
2036	14.574	17.642	12.066	16.707	12.725
2037	14.969	18.240	12.317	17.241	13.013
2038	15.422	18.900	12.617	17.834	13.354
2039	15.887	19.574	12.944	18.442	13.713

	SIN + GCE + ME + GD_PNUMA (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2025	11.722	11.946	11.722	11.786	11.722
2026	11.300	12.177	10.488	11.918	10.713
2027	11.450	12.639	10.370	12.290	10.667
2028	11.546	12.953	10.288	12.537	10.632
2029	11.902	13.530	10.466	13.046	10.856
2030	12.094	13.954	10.482	13.399	10.915
2031	12.182	14.248	10.416	13.629	10.888
2032	12.357	14.623	10.445	13.941	10.957
2033	12.634	15.081	10.573	14.340	11.123
2034	12.909	15.555	10.700	14.754	11.288
2035	13.113	15.980	10.742	15.109	11.371
2036	13.524	16.592	11.009	15.657	11.674
2037	13.973	17.245	11.314	16.245	12.014
2038	14.483	17.960	11.677	16.895	12.414
2039	13.589	17.240	10.663	16.119	11.430

Fuente: UPME. 2025

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

Tabla 15. Proyección de la demanda de energía eléctrica – Escenario medio (GWh-año)

	SIN (GWh-año)					
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	GC Existentes
2025	20.500	18.115	15.874	11.448	8.569	2.705
2026	21.318	18.305	16.481	11.823	8.985	2.712
2027	22.291	18.694	16.764	12.007	9.368	2.734
2028	23.229	19.007	16.967	12.171	9.679	2.740
2029	24.168	19.297	17.145	12.339	9.957	2.742
2030	25.134	19.591	17.326	12.527	10.228	2.748
2031	26.155	19.921	17.537	12.754	10.520	2.765
2032	27.171	20.222	17.722	12.957	10.799	2.777
2033	28.213	20.521	17.907	13.162	11.079	2.789
2034	29.314	20.853	18.121	13.403	11.385	2.810
2035	30.433	21.169	18.319	13.628	11.691	2.826
2036	31.601	21.494	18.527	13.861	12.009	2.844
2037	32.832	21.845	18.756	14.121	12.350	2.867
2038	34.067	22.162	18.954	14.354	12.682	2.883
2039	35.363	22.490	19.164	14.598	13.027	2.900

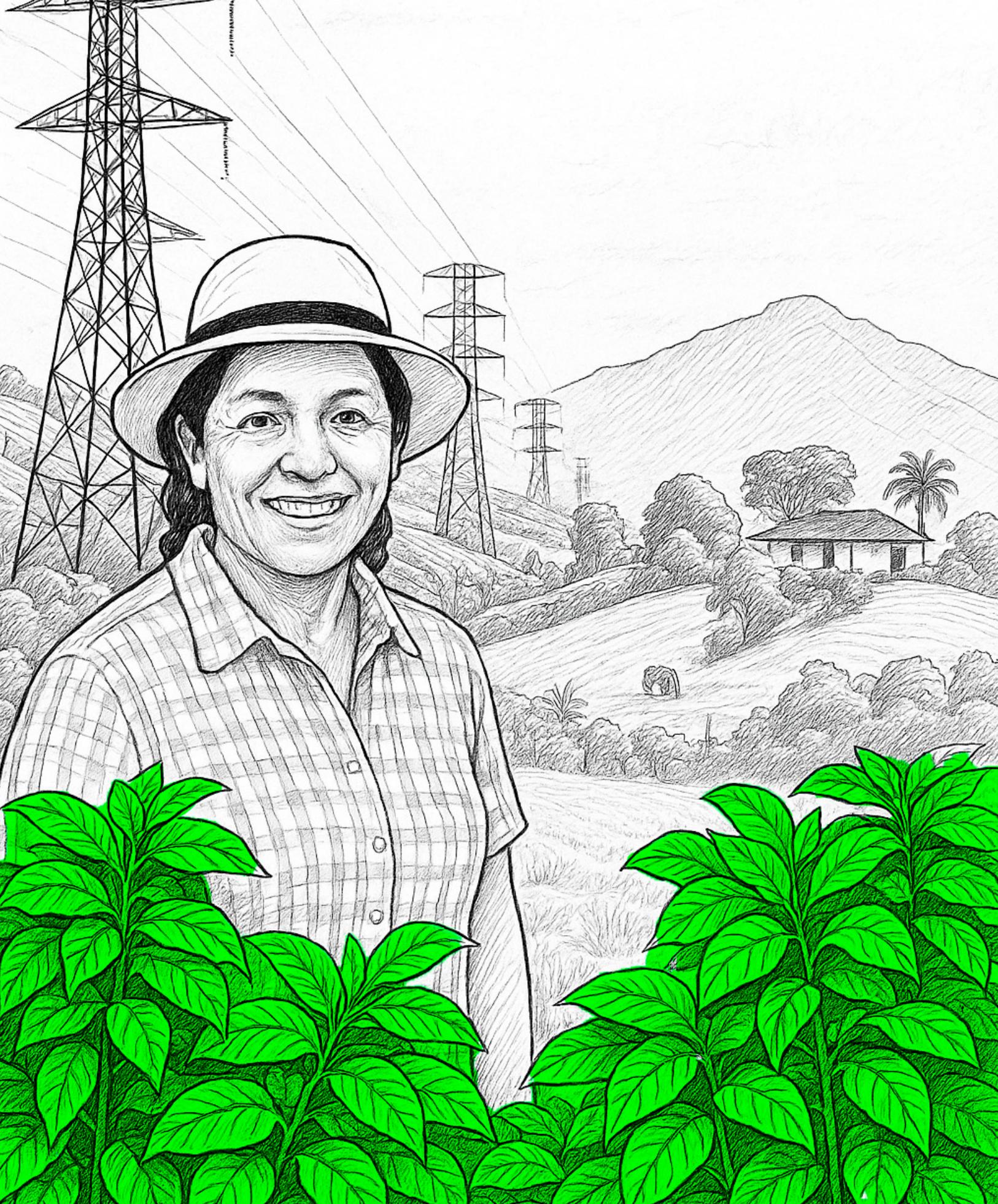
Fuente: UPME. 2025

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

Tabla 16. Proyección de la demanda de potencia máxima – Escenario medio (MW-año)

	SIN (MW-año)					
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	GC Existentes
2025	2.961	2.640	2.506	1.647	1.268	373
2026	3.029	2.659	2.519	1.671	1.300	378
2027	3.130	2.702	2.549	1.692	1.344	380
2028	3.242	2.744	2.572	1.709	1.380	382
2029	3.360	2.779	2.592	1.726	1.413	382
2030	3.482	2.811	2.613	1.744	1.445	384
2031	3.608	2.843	2.635	1.765	1.479	386
2032	3.736	2.877	2.658	1.786	1.512	388
2033	3.867	2.911	2.679	1.806	1.545	390
2034	4.002	2.949	2.698	1.828	1.579	393
2035	4.143	2.983	2.721	1.850	1.614	396
2036	4.287	3.015	2.743	1.871	1.651	399
2037	4.434	3.050	2.766	1.894	1.688	401
2038	4.587	3.085	2.789	1.917	1.727	404
2039	4.747	3.122	2.812	1.940	1.766	407

Fuente: UPME. 2025



Unidad de Planeación
Minero Energética



© UPME

AV. CALLE 26 # 69 D-91 TORRE 1 - PISO 9
BOGOTÁ - COLOMBIA | +57 601 2220601
UPME.GOV.CO