



Unidad de Planeación
Minero Energética



Proyección de la demanda de
**Energía eléctrica y
Potencia máxima**

2024 - 2038



Unidad de Planeación
Minero Energética



Unidad de Planeación Minero Energética
UPME

Carlos Adrián Correa Flórez
Director General

Jessica Arias Gaviria
Subdirectora de Demanda

William Alberto Martínez Moreno
Profesional Especializado

Comunicaciones UPME
Linda Cárdenas Ramírez
Diseño y diagramación:
Sebastian Reyes

República de Colombia Ministerio de Minas y Energía
Bogotá D.C. - Colombia, julio 2024

Introducción

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME presenta la edición semestral de las Proyecciones de Demanda de Energía Eléctrica para el periodo 2024-2038. Este informe se centra en las estimaciones de mediano plazo del consumo de energía eléctrica, utilizando la información de demanda histórica, las expectativas de crecimiento económico y otras variables determinantes en el nivel de consumo.

Este documento es un estudio técnico, cuya finalidad 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. Los resultados de esta actualización presentan un escenario medio entre un 2.7% y 3.4% inferior a la demanda proyectada en la revisión de diciembre de 2023. Particularmente, para el periodo 2027-2028 la revisión de julio de 2024 proyecta una demanda media anual de 93.217 GWh-año, equivalente a 255,39 GWh-día, mientras en la revisión de diciembre de 2023 se tenía un promedio equivalente a 264,19 GWh-día.

En esta revisión, se resaltan los siguientes elementos:

- Con la presencia del fenómeno de El Niño en 2023, la demanda promedio mensual de energía eléctrica se ubicó en los 6.665 GWh-mes y con un crecimiento promedio mes del 4,3% con respecto a 2022. De otra parte, la demanda promedio mes para el Mercado Regulado - MR se situó alrededor de los 4.505 GWh-mes y para el Mercado No Regulado - MNR estuvo en los 2.122 GWh-mes.
- Para el primer trimestre de 2024, y con presencia aún del fenómeno, la demanda promedio mensual se situó en los 6.837 GWh-mes (crecimiento promedio mes del 7,8% con respecto al mismo período de 2023). Además, la demanda promedio mensual del MR estuvo en los 4.707 GWh-mes y con un crecimiento promedio mes del 11,59%. Asimismo, la demanda promedio mensual del MNR se ubicó en los 2.092 GWh-mes (crecimiento promedio mes del 0,13%).
- En cuanto al comportamiento real de la demanda, en comparación con las proyecciones presentadas en la revisión de diciembre de 2023, el error cuadrático medio para el periodo comprendido entre octubre de 2023 a marzo de 2024 oscila entre el 0,01% y el 0,16%. De igual manera, los errores cuadráticos medios para el escenario medio de las áreas fueron de: 0,28% Caribe, 0,01% Oriente, 0,10% Suroccidental, 0,04% Antioquia, y 0,02% Nordeste. Lo anterior, permite evidenciar el desempeño de los escenarios mostrado un alto grado de confianza.
- Las perspectivas en el corto plazo 2024-2025 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 2024 a 2038 podría tener un crecimiento promedio año en el escenario medio entre 1,30% a 3,09%.
- En la presente revisión la Unidad, no contempla dentro de los análisis los consumos esperados de los GCE Quebradona y Minesa, así éstos hayan cumplido con los requisitos para la aceptar la asignación de capacidad de transporte (Resolución CREG 75 de 2021, artículo

lo 28) ante la UPME, como son: a) copia de la aprobación por parte del ASIC de la garantía de que trata el artículo 24, y b) la curva S de construcción del proyecto con las fechas de los hitos señalados en el artículo 29. Esto se debe principalmente a que los proyectos actualmente no cuentan con licencia ambiental.

- Adicionalmente, se realizó la actualización de la liberación de algunos de los GCE, debido a la liberación de la capacidad de transporte por desistimiento conforme al literal B del artículo 33 de la Resolución CREG 075 de 2021.
- Se prevé que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica (incluye GCE, ME y GD) para el período comprendido entre 2024-2038, se ubique entre 1,98% y 4,34% anual, 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, en la sección de Información Energética en el apartado denominado Proyecciones de demanda cuyo enlace electrónico es: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/Proyecciones-de-demanda.aspx>.

Para finalizar, informamos al público interesado que la próxima actualización de las proyecciones de demanda de energéticos realizada por la UPME, se publicará a principios de 2025.

Contenido

1.	Comportamiento de la energía eléctrica y potencia máxima.....	8
a.	Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN	8
b.	Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas.....	9
c.	Comportamiento de la demanda por áreas.....	12
d.	Comportamiento de la demanda por mercado en cada área.....	15
e.	Comportamiento real vs proyecciones de la revisión diciembre 2023.....	18
2.	Proyección de la demanda de energía en Colombia.....	21
a.	Modelo de proyección anual demanda de energía eléctrica a largo plazo.....	21
b.	Resultados.....	22
i.	Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN.....	22
ii.	Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN+GCE+ME+GD.....	23
iii.	Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN.....	29
iv.	Proyección de la demanda de potencia máxima.....	29
	Anexos.....	31
a.	Desviaciones proyección UPME diciembre 2023 vs demanda real de energía....	31
b.	Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica a nivel Nacional....	33
c.	Resultados de proyección de demanda de potencia máxima a nivel Nacional....	35
d.	Resultados de proyección de demanda de energía eléctrica por áreas – SIN.....	37
e.	Resultados de proyección de demanda de potencia máxima por áreas - SIN....	38

1. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima

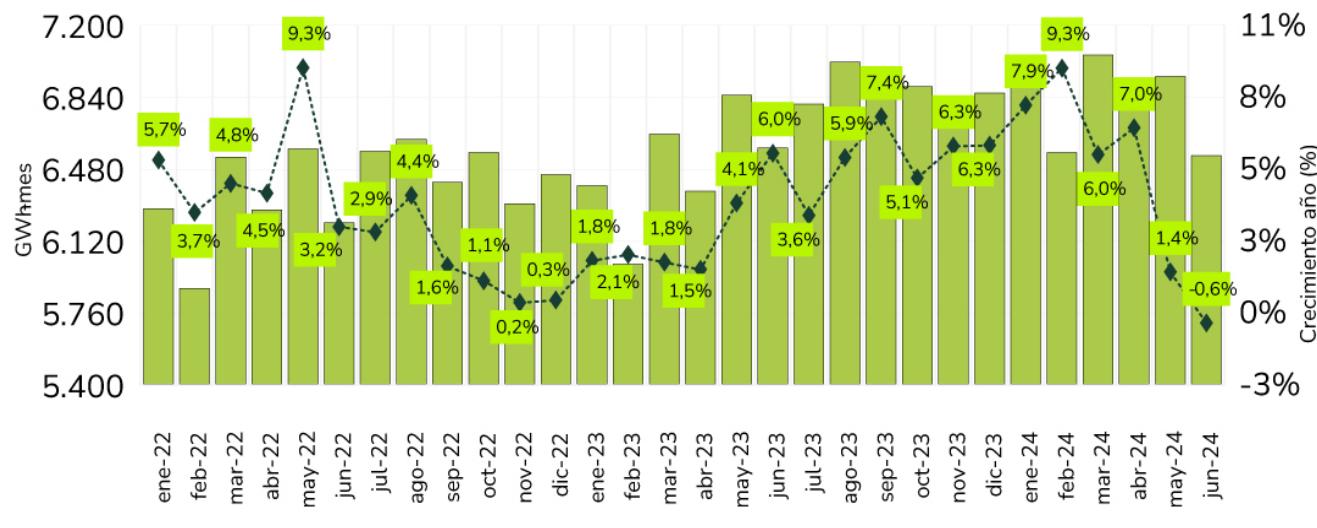
a. Comportamiento de la demanda de energía eléctrica del SIN

Para el año 2022, la demanda promedio mensual de energía eléctrica estuvo alrededor de los 6.388 GWh-mes (i.e. 210,02 GWh-día), la cual estuvo compuesta por un antes y un después de la emergencia sanitaria en el país, la cual estuvo vigente hasta el 30 de junio de 2022¹. En cuanto a la demanda mensual promedio observada para el primer semestre de 2022 fue de 6.292 GWh-mes (i.e. 208,58 GWh-día), y para el segundo semestre fue de 6.485 GWh-mes (i.e. 211,46 GWh-día), lo que representó un crecimiento promedio mes del 3,1% para el segundo semestre con respecto al primer semestre de 2022.

De otra parte, con la presencia del fenómeno de El Niño en 2023, la demanda promedio mensual de energía eléctrica se ubicó en los 6.665 GWh-mes (i.e. 219,12 GWh-día), y con un crecimiento promedio mes del 4,3% con respecto a 2022 (lo que representó un aumento de 0,9 puntos porcentuales - pp en relación con 2022). Sin embargo, es de resaltar que, a partir del mes de mayo, las entidades internacionales como: la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA, sigla en inglés) y la Organización Meteorológica Mundial (WMO, sigla en inglés), informaron sobre las altas probabilidades de ocurrencia de un fenómeno de El Niño. De lo anterior, la demanda promedio mensual para el período enero-abril fue de 6.352 GWh-mes (crecimiento promedio mes del 1,8%), y para el período mayo-diciembre fue de 6.822 GWh-mes (crecimiento promedio mes del 5,6%).

En el primer trimestre de 2024 (enero a marzo), y con presencia aún del fenómeno de El Niño, la demanda promedio mensual se situó en los 6.837 GWh-mes (i.e. 225,41 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 7,8% con respecto al mismo período de 2023. Es de resaltar que, para el primer trimestre de 2023 la demanda de energía eléctrica reportó una tasa de crecimiento promedio mes del 1,9%. (Gráfica 1).

¹ Ministerio de Salud y Protección Social. (2022). Resolución 666 de 2022. □Por la cual se prorroga la emergencia sanitaria por el coronavirus COVID-19, declarada mediante Resolución 385 de 2020, prorrogada por las Resoluciones 844, 1462, 2230 de 2020, 222, 738, 1315, 1913 de 2021 y 304 de 2022□. Abril 28 de 2022. Bogotá, D.C., Colombia. En línea: https://www.minsalud.gov.co/Normatividad_Nuevo/Resoluci%C3%B3n%20No.%20666%20de%202022.pdf

**Gráfica 1.** Demanda mensual de energía eléctrica en el SIN a 2024p²

Fuente: UPME, Base de Datos XM (junio 17), 2024

b. Comportamiento de la demanda no regulada por actividades económicas

En 2023, la demanda del MNR obtuvo un crecimiento año del 1,94%, presentando una reducción de 6,4 puntos porcentuales (pp) con respecto al crecimiento obtenido en 2022 (8,32%).

De igual manera que en los análisis anteriores, el primer trimestre de 2024 presentó una demanda promedio mensual sectorial en el MNR de: 810,19 GWh-mes en Industrias manufactureras, 632,78 GWh-mes en Explotación de minas y canteras, 109,36 GWh-mes en Comercio al por mayor y al por menor, 70,30 GWh-mes en Administración pública y defensa, 80,23 GWh-mes en Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca, y de 388,67 GWh-mes en otras actividades. Los crecimientos promedio-mes fueron de -2,88%, 2,13%, 3,64%, -25,59%, 4%, y 7,80%, respectivamente, con respecto al mismo período de 2023. La demanda del MNR actualmente está compuesta por 20 ramas de la actividad económica, de las cuales 5 aportan más de un 80% del total de ésta (ver Tabla 1).

Tabla 1. Participaciones sectoriales dentro de la demanda del MNR

Año	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)
2022	41,98%	27%	5,26%	4,68%	3,55%	17,54%
2023	39,25%	29,74%	5,12%	4,22%	3,66%	18%
2024p ³	38,74%	30,25%	5,23%	3,36%	3,84%	18,58%

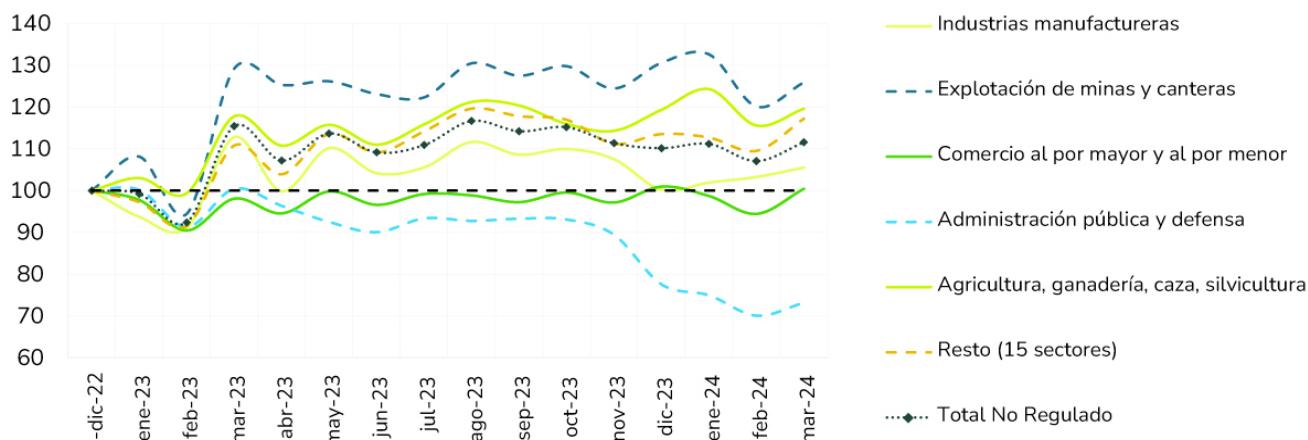
Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.³

² Valores definitivos con corte a marzo de 2024. Los valores de abril a junio son preliminares.
³ Valores definitivos con corte a marzo de 2024

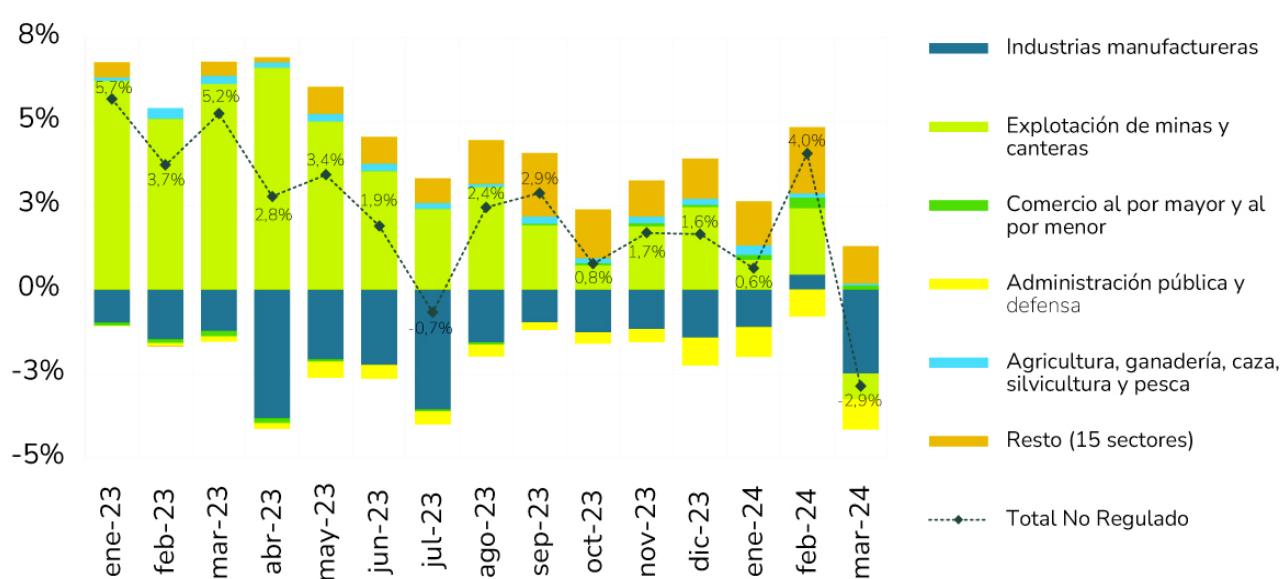
Tomando como base la demanda promedio del MNR entre julio y diciembre de 2022 (base post-COVID) se muestra que, a marzo de 2024 tanto el comercio al por mayor y al por menor, y la administración pública y defensa, no han recuperado su nivel con respecto al período base (post-COVID). Esta situación, se debe fundamentalmente por la desaceleración económica que se ha presentado en el país afectando en gran medida al comercio. De otra parte, las campañas y lineamientos promulgados desde el gobierno nacional, tanto al público en general como a las entidades de orden nacional y territorial, en cuanto al uso y ahorro del agua y de la energía eléctrica, como mecanismo frente a la situación energética afrontada durante el fenómeno de El Niño. Todas las demás actividades han crecido por encima de lo observado entre julio a diciembre de 2022. Ver Gráfica 2a. Demanda respecto a jul-dic 2022 (# veces).

	Demanda mensual respecto a jul-dic 2022 (# veces)		
	Ene - 24	Feb - 24	Mar - 24
Industrias manufactureras:	1,02	1,03	1,06
Explotación de minas y canteras:	1,33	1,20	1,26
Comercio al por mayor y al por menor:	0,99	0,94	1,00
Administración pública y defensa:	0,75	0,70	0,73
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	1,24	1,16	1,20
Resto (15 sectores):	1,13	1,10	1,17
Total MNR:	1,11	1,07	1,12

Es de resaltar que, el período comprendido entre Q1/2023 a Q1/2024, presenta una correlación del 76% entre el crecimiento económico y la demanda del MNR, permitiendo evidenciar que el 78% del total de la demanda del MNR para el período en mención, es jalónado o impactado por el crecimiento de la economía. (ver Gráfica 2b).



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 11), 2024.

Tabla 2. Crecimiento de la demanda y contribuciones sectoriales

	Contribuciones al crecimiento						Crecimiento anual MNR
	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)	
2023Q1	-1,22%	5,82%	-0,12%	-0,09%	0,22%	0,28%	5,26%
2023Q2	-2,72%	4,99%	-0,06%	-0,36%	0,20%	0,58%	3,25%
2023Q3	-2,05%	2,45%	-0,02%	-0,33%	0,16%	1,30%	3,20%
2023Q4	-1,29%	1,67%	0,07%	-0,53%	0,18%	1,23%	2,84%
2024Q1	-1,11%	0,64%	0,19%	-0,86%	0,15%	1,45%	2,37%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.

c. Comportamiento de la demanda por áreas

La demanda de energía eléctrica por áreas para 2023, registró tasas de crecimiento anuales positivas del orden de: 7,23% (Caribe), 6,64% (Antioquia), 4,85% (Nordeste), 3,71% (Oriente) y 1,99% (Suroccidente). Lo anterior, representó para 2023 un crecimiento de la demanda comercial del 4,85% con respecto al 2022, en donde todas las áreas contribuyeron positivamente al crecimiento anual de la demanda total, con aportes que fueron de: 2,01 (Caribe), 0,96 (Oriente), 0,91 (Antioquia), 0,60 (Nordeste) y 0,40 (Suroccidente) puntos porcentuales. Además, las contribuciones por áreas al crecimiento de la demanda comercial aumentaron entre el segundo y cuarto cuatrimestre de 2023, por las razones antes expuestas (aumento de temperatura por presencia del fenómeno del El Niño). En donde las áreas que contribuyeron con más del 80% en la participación del crecimiento total fueron: Caribe (47%), Antioquia (20%) y Oriente (14%).

En concordancia con los numerales anteriores, para el período enero a marzo de 2024 la demanda promedio mensual para cada una de las áreas se ubican en: 1.731 GWh-mes para Caribe, 1.701 GWh-mes en Oriente, 1.365 GWh-mes para Suroccidente, 945 GWh-mes en Antioquia, y 810 GWh-mes para Nordeste. Adicionalmente, los crecimientos promedio mes de estas áreas se encuentran en 5,35%, 5,22%, 8,63%, 12,57%, y 3,39%, y con contribuciones positivas que suman 1.41, 1.36, 1.80, 1.81 y 0.42 puntos porcentuales al crecimiento promedio mensual con respecto al mismo período del año inmediatamente anterior. Ver Gráfica 3b y Tabla 4.

Adicionalmente, las actividades económicas que tuvieron mayor incidencia y contribuyeron con el crecimiento de la demanda del MNR para primer trimestre de 2024 en cada una de las áreas (de acuerdo con la información recolectada y administrada por el Operador del Mercado - XM) fueron:

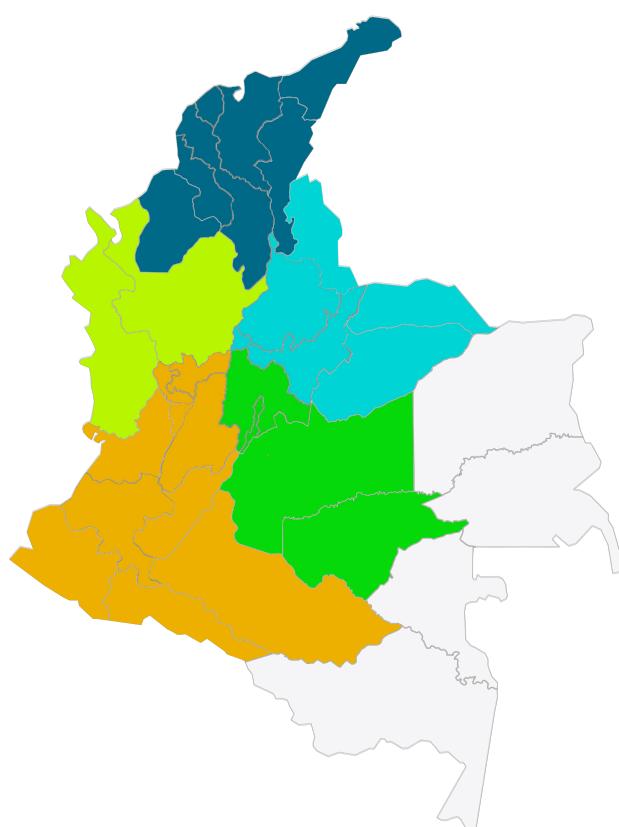
- **Área Caribe:** Construcción (construcción de carreteras y vías de ferrocarril, y actividades especializadas para la construcción de edificios), Industrias manufactureras (actividad de impresión, fabricación de colchones y somieres, industria básica de otros metales no ferrosos, y tratamiento y revestimiento de metales), Distribución de agua (recolección de desechos no peligrosos, evacuación y tratamiento de aguas residuales, y captación, tratamiento y distribución), Alojamiento y servicios de comida (centros vacacionales, apartahoteles, y otros tipos de alojamiento) y Actividades de servicios administrativos y de apoyo (otras actividades de servicio de apoyo, call centers, actividades combinadas de servicios administrativos de oficina).
- **Área Oriente:** Explotación de minas y canteras (actividades de apoyo a extracción de petróleo y gas natural, extracción de petróleo crudo, y extracción de piedra, arena, arcillas comunes, yes y anhidrita), Distribución de agua (captación, tratamiento y distribución de agua), Comercio al por mayor y al por menor (comercio al por mayor no especializado, comercio al por menor de alimentos, víveres en general, bebidas y tabaco), Transporte y almacenamiento (actividades de estaciones para el transporte terrestre, transporte por tuberías, y transporte de pasajeros), y Actividades inmobiliarias.
- **Área Suroccidente:** Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (cultivo de cereales, legumbres y semillas oleaginosas, actividades de apoyo a la agricultura, cría de ganado porcino, cría de aves de corral, y acuicultura), Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social (hospitales y clínicas), Comercio al por mayor y al por menor (comercio

al por mayor no especializado, comercio al por menor de alimentos, víveres en general, bebidas y tabaco, comercio al por mayor de otros productos), Educación (universidades, media técnica y de formación profesional, y técnica profesional) y Actividades artísticas de entretenimiento y recreación (actividades recreativas y de esparcimiento, actividades de juego de azar y apuestas, y actividades de clubes deportivos).

- Área Antioquia:** Distribución de agua (captación, tratamiento y distribución de agua, evacuación y tratamiento de aguas residuales), Explotación de minas y canteras (extracción de oro y otros metales preciosos, actividades de apoyo para explotación de minas y canteras, y extracción de petróleo crudo), Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social (actividades de apoyo diagnóstico, hospitales y clínicas, y práctica médica), Comercio al por mayor y al por menor (comercio al por mayor de otros productos, y comercio al por menor de alimentos, víveres en general, bebidas y tabaco), y Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (cultivo de plátano y banano, cría de ganado porcino, y cría de aves de corral).
- Área Nordeste:** Distribución de agua (captación, tratamiento y distribución de agua), Educación (instituciones universitarias o escuelas tecnológicas, universidades), Transporte y almacenamiento (transporte por tuberías, actividades y transporte aéreo), Comercio al por mayor y al por menor (comercio al por menor de carnes - incluye aves de corral, pescados y productos de mar, comercio al por mayor de alimentos alimenticios, y comercio al por menor de alimentos, bebidas y tabaco), y Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca (actividades de apoyo a la agricultura, cultivo de palma para aceite, y cultivo arroz).

Tabla 3. Demanda comercial por áreas (GWh-año)
– 2022 a 2024p⁴ (incluye GCE)⁵.

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024

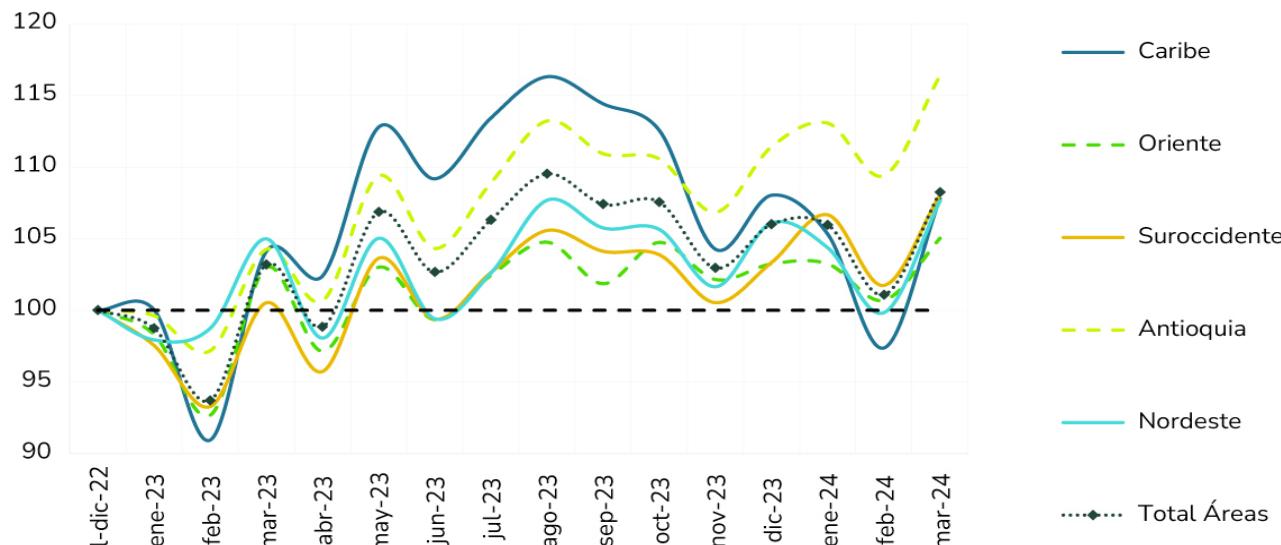


Área	Demanda (GWh -año)		
	2022	2023	2024p
Caribe	20.082	21.534	5.192
Oriente	19.313	20.029	5.103
Suroccidente	15.353	15.659	4.095
Antioquia	10.020	10.685	2.835
Nordeste	9.172	9.617	2.431

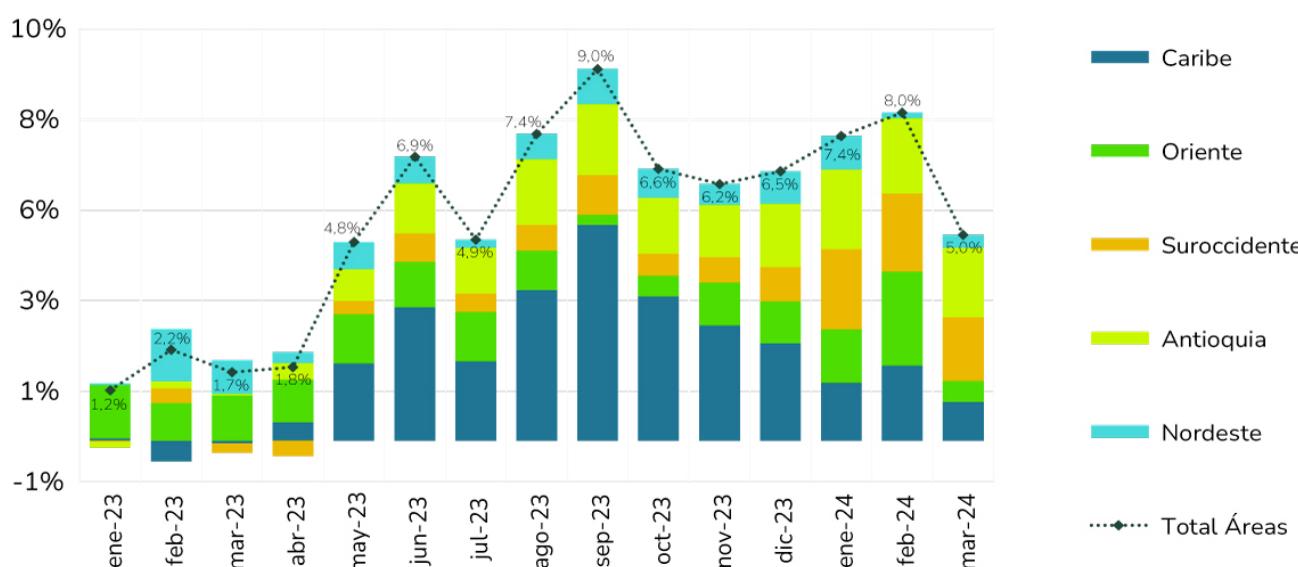
Área	Crecimiento anual de la Demanda (%)		
	2022	2023	2024p
Caribe	-0,3%	7,2%	5,3%
Oriente	6,5%	3,7%	5,1%
Suroccidente	2,6%	2,0%	8,6%
Antioquia	2,0%	6,6%	12,6%
Nordeste	4,4%	4,9%	3,4%

⁴ Valores con corte a marzo de 2024.

⁵ XM. Administradores del mercado eléctrico. (2024). "Indicadores de pronósticos oficiales de demanda". En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/informes-demanda/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda>



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 11), 2024.

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

	Contribuciones al crecimiento					Crecimiento anual Demanda
	Caribe	Oriente	Suroccidente	Antioquia	Nordeste	
2023Q1	-0,17%	1,10%	0,03%	0,02%	0,68%	1,66%
2023Q2	1,83%	1,11%	0,22%	0,79%	0,52%	4,48%
2023Q3	3,56%	0,79%	0,68%	1,47%	0,55%	7,05%
2023Q4	2,89%	0,85%	0,66%	1,39%	0,66%	6,45%
2024Q1	1,39%	0,42%	1,81%	1,33%	1,79%	6,74%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.

d. Comportamiento de la demanda por mercado en cada área

En 2023, la demanda promedio mes para el Mercado Regulado - MR se situó alrededor de los 4.505 GWh-mes y para el Mercado No Regulado - MNR estuvo en los 2.122 GWh-mes. Asimismo, se presentaron crecimientos anuales para el MR y MNR del 5,38% y 1,94%, con respecto a 2022, y con contribuciones positivas que suman 3,7 y 0,66 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 2023

Año 2023	Demanda anual de energía eléctrica (GWh-año)		Crecimiento anual (%)	
	MR	MNR	MR	MNR
Caribe	16.401	5.774	8,01%	7,19%
Oriente	12.615	6.325	2,06%	1,92%
Suroccidente	10.855	4.907	5,59%	-4,36%
Antioquia	8.019	3.139	4,11%	-1,21%
Nordeste	6.175	5.317	6,88%	4,72%
Total Nacional (SIN)	54.065	25.461	5,38%	1,94%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.

Entre enero y marzo de 2024, la demanda promedio mensual del MR estuvo en los 4.707 GWh-mes (i.e. 155,18 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 11,59% con respecto al mismo período de 2023. Es de resaltar que, el MR ha mostrado un incremento en su crecimiento y en su participación dentro del total de la demanda, atribuido principalmente al aumento de la temperatura por el Fenómeno de El Niño (asociado mayormente al aumento del consumo en aire acondicionado y ventiladores).

Asimismo, la demanda promedio mensual del MNR se ubicó en los 2.092 GWh-mes (i.e. 68,95 GWh-día) y con un crecimiento promedio mes del 0,13% con respecto al mismo período del año anterior. Además, este mercado ha mostrado una reducción en: a) crecimiento de aproximadamente 3,88 pp, y b) participación de 2,36pp, con respecto al mismo trimestre del año inmediatamente anterior.

Cabe mencionar que, al no contar con un nivel de desagregación trimestral para cada uno de los resultados de Producto Interno Bruto por regiones y departamentos reportados por el DANE, se realizó el siguiente análisis empleando la información trimestral del PIB a nivel nacional reportada por la entidad en mención. En donde, para el período Q1/2023 a Q1/2024, se tiene:

- El crecimiento económico y la demanda del MNR para las siguientes áreas, presentan correlaciones significativas: 89,9% - Oriente, 79,7% - Suroccidente y 68,8% - Nordeste, y explicando el 65,08% de la demanda de este mercado. De otra parte, se presentaron correlaciones con relación a la temperatura, para las siguientes áreas: 86,5% - Antioquia y 40,2% - Caribe, explicando el 34,92% de la demanda del MNR. De lo anterior se extrae que, el MNR es impactado en gran medida por el crecimiento económico. (ver Gráfica 5b)
- La correlación de la demanda del MR con la temperatura promedio para todas las áreas, presentan correlaciones significativas: 98,7% - Nordeste, 98,1% - Caribe, 89,2% - Antioquia, 88,3% - Suroccidente y 62,8% - Oriente. Ante lo cual, se puede concluir que el MR es jalónado por las variaciones de la temperatura. (ver Gráfica 4b)

Análogo a lo presentado en la tabla anterior, se exponen los valores del primer trimestre de 2024:

Tabla 6. Evolución de la demanda de las áreas eléctricas para cada uno de los mercados - 2024p⁶

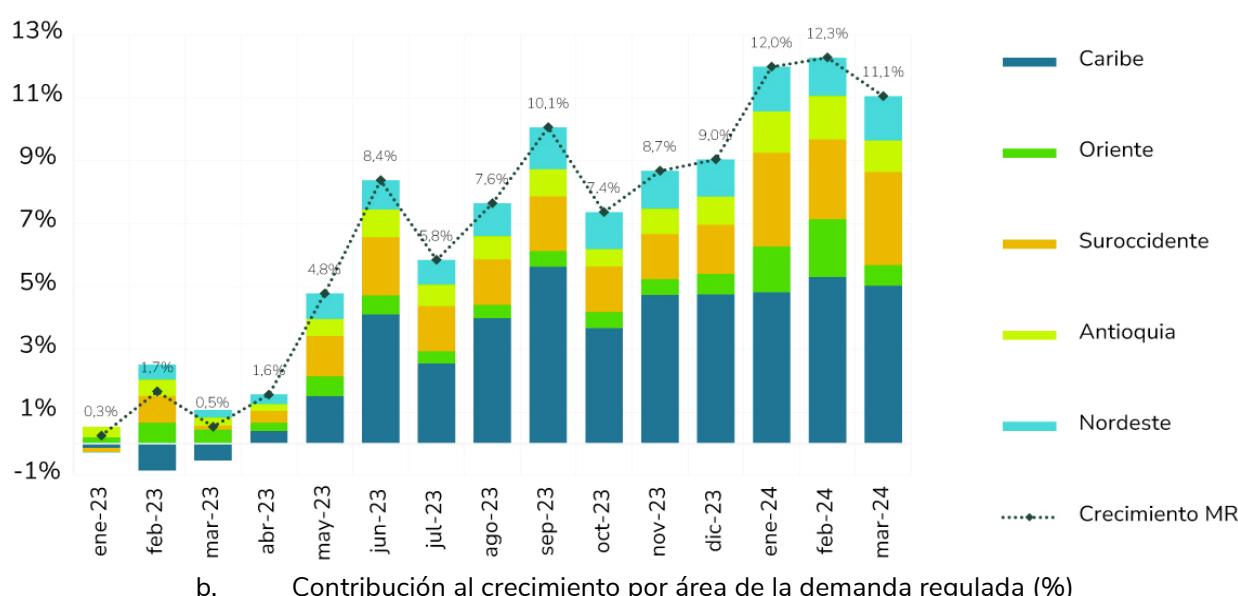
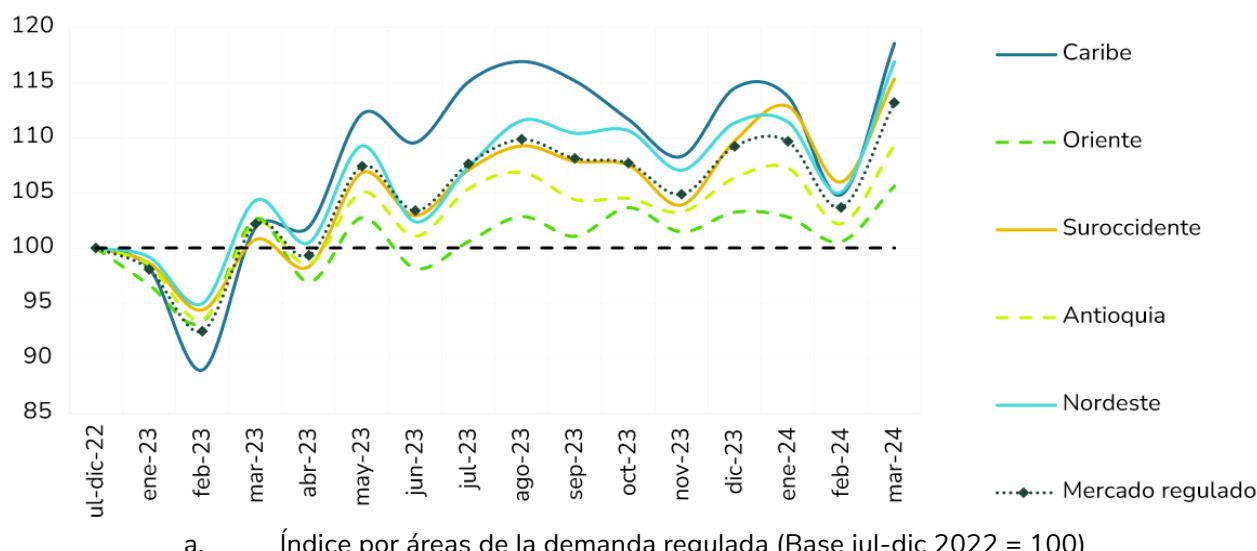
1º trimestre 2024	Demanda trimestral de energía eléctrica (GWh-trimestre)		Crecimiento trimestre anual (%)	
	MR	MNR	MR	MNR
Caribe	4.272	1.375	16,66%	-3,08%
Oriente	3.240	1.574	5,62%	2,58%
Suroccidente	2.908	1.211	13,75%	-2,32%
Antioquia	2.079	811	8,35%	6,00%
Nordeste	1.622	1.305	11,70%	-0,97%
Total Nacional (SIN)	14.122	6.275	11,57%	0,00%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.

6

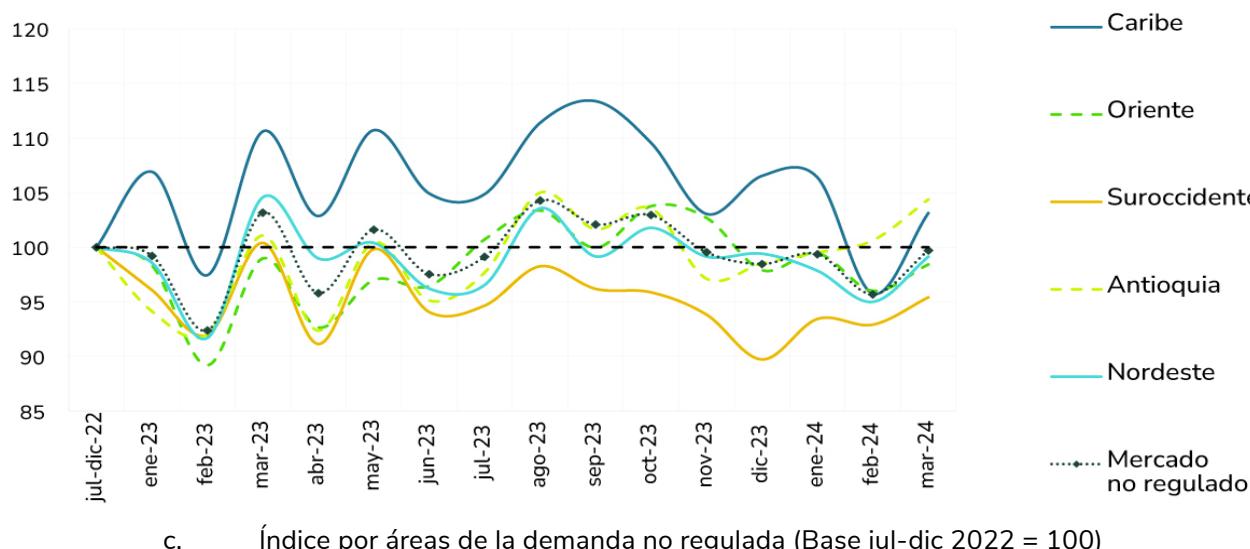
Valores con corte a marzo de 2024.

Al tomar como base la demanda promedio de julio a diciembre de 2022 (meses post-COVID), se muestra que, a marzo del año 2024, la demanda del MNR como la MR crecieron en 1 y 1,13 veces, respectivamente. El MR alcanzó su máximo crecimiento en el mes de marzo de 2024 con un valor de 1,13 veces con respecto a su base. De otra parte, el MNR alcanzó su máximo crecimiento para el mes de agosto de 2023, con un valor de 1,04 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 11), 2024.



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

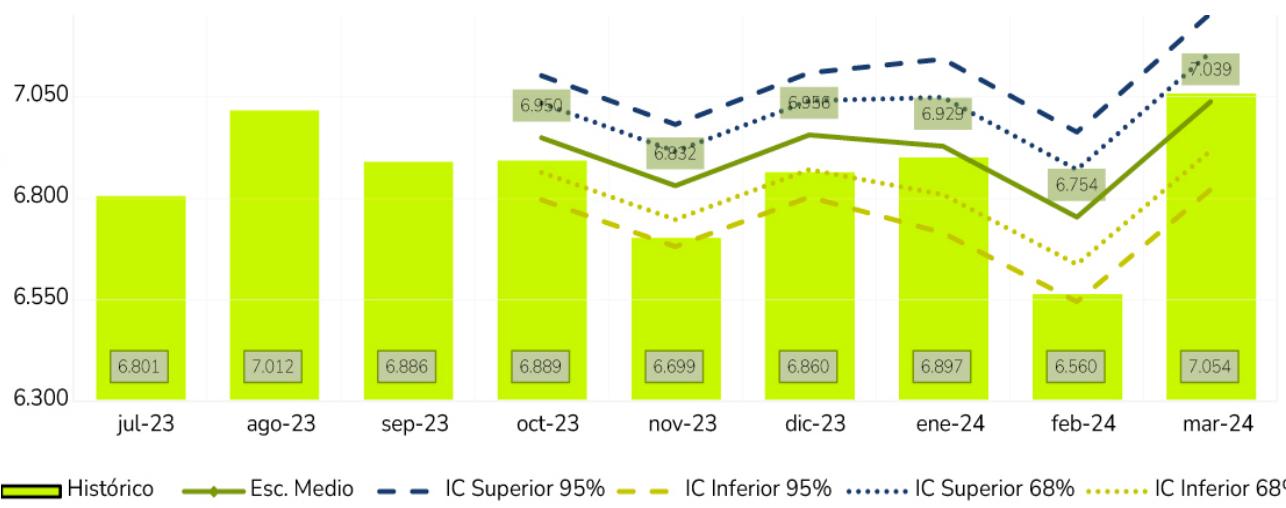
Gráfica 5. Comportamiento de la demanda no regulada por áreas

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.

e. Comportamiento real vs proyecciones de la revisión diciembre 2023

Las desviaciones de los escenarios de la proyección de demanda publicada en la actualización de diciembre de 2023⁷, frente al consumo observado se presentan en el Anexo d. El desempeño de los escenarios desde octubre de 2023 a marzo de 2024, han mostrado un alto grado de confianza. (Gráfica 6)

⁷ UPME (2023). "Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023-2037". Diciembre, 2023. Bogotá, Colombia. En línea: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_Demanda_Final_v_31_01_2024.pdf



Gráfica 6. Comparación proyecciones de demanda UPME Rev. Diciembre 2023 vs comportamiento real demanda de energía SIN + GCE + ME + GD.

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.

Para los escenarios de demanda de energía eléctrica del SIN, el error cuadrático medio para el periodo de análisis oscila entre el 0,02% y 0,13%. Vale la pena señalar que la proyección de demanda que incluye los GCE nuevos, corresponde a la proyección para el SIN a la cual se le adiciona la información reportada a la UPME por los potenciales usuarios que representan grandes cargas para el SIN. En este sentido, el volumen de energía correspondiente a los GCE no es resultado de un ejercicio de proyección. Si se incluye la información de GCE nuevos, el error cuadrático medio para el periodo octubre de 2023 a marzo de 2024 oscila entre el 0,01% y el 0,16%.

Por otra parte, 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 0,02% y 0,37%.

Asimismo, se presenta el seguimiento al comportamiento de las proyecciones por áreas⁸ expuestas en el informe de julio de 2023 para energía eléctrica del SIN, en donde se evidencia que éstas replican en gran medida el comportamiento (tendencia y estacionalidad) del valor real. Sin embargo, se observa que las proyecciones del escenario medio presentadas en diciembre para el periodo comprendido entre octubre de 2023 a marzo de 2024 sobreestimaron la demanda de la región Caribe en un 4,64% (i.e. 0,279% en Error Medio Cuadrático), y subestimaron en un 2,39% (i.e. 0,099% en Error Medio Cuadrático) la demanda de la región Suroccidental. Además, los errores cuadráticos medios para el escenario medio de las áreas fueron de: 0,28% Caribe, 0,01% Oriente, 0,10% Suroccidental, 0,04% Antioquia, y 0,02% Nordeste. 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 0,05% y 0,31%. (Gráfica 7)

8

No se incluyen GCE (existentes y nuevos)



Gráfica 7. Comparación proyecciones por áreas de demanda UPME 2023 - 2024^{p9} versus comportamiento real demanda de energía SIN.

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.

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 2024 - 2038, 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.

Tabla 7. Variables modelo UPME pronóstico de demanda de energía eléctrica 2023-2037

Variables	Periodicidad	Unidad	Fuente
Demanda histórica de Energía Eléctrica SIN	Mensual: 1994M01 - 2024M03	GWh-mes	XM
PIB Real	Histórico Trimestral: 1994Q1 - 2024Q1	Miles de millones de pesos - Precios Constantes Año Base 2015	DANE
	Proyección Trimestral: 2024Q2 - 2038Q4		UPME-Fedesarrollo
Población	Histórico Anual: 1994 - 2019	Número de habitantes	DANE
	Proyección Anual: 2020 - 2038		DANE
Temperatura Media. Áreas geográficas del SIN	Histórico Mensual: 1994M01 - 2024M03	Grados centígrados (°C)	IDEAM
	Proyección Mensual: 2024M04 - 2038M12		IDEAM

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 del Plan Energético Nacional 2022-2052, 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 econométrico de combinación de pronósticos¹⁰, el cual emplea modelos multivariados VAR¹¹ y los VEC¹² (metodología explicada en informes previos). Acompaña a la proyección del valor esperado, dos intervalos de confianza con límites superior e inferior con el mismo rango sobre todo el periodo de proyección.

Los modelos empleados incorporan las variables expuestas en la tabla anterior, y contemplan como supuesto principal el crecimiento potencial de la economía, el cual se estima que para el período 2024 y 2025 sea del 1,4% y 2,5% (de acuerdo con el estudio realizado por Fedesarrollo¹³ 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 República) e internacionales (Banco mundial y el Fondo Monetario internacional), el cual estaría alrededor del 3,2% para el período 2025-2038, encontrándose en línea con el Marco Fiscal de Mediano Plazo MFMP¹⁴ 2023.

b. Resultados

I. Proyección de la demanda de energía eléctrica del SIN

Los resultados a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica entre 2024 a 2038 podría tener un crecimiento promedio año en el escenario medio entre 1,30% a 3,09%. Ver Gráfica 8a.

Asimismo, en la Gráfica 8b se presenta la demanda promedio mensual-diaria con sus respectivos intervalos de confianza (superior e inferior) para el periodo 2024-2025. 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 202 a 242 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 207 a 236 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. Lo anterior como resultado del crecimiento económico, y el aumento de la demanda observada en el último año (asociada a la presencia del Fenómeno de El Niño).

¹⁰ CASTAÑO V., ELKIN. (1994). "Combinación de pronósticos y variables predictoras con error". Revista Lecturas de Economía No. 41. Departamento de Economía. Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia. ISSN 0120-2596. ISSN 2323-0622. Páginas 59 - 80.

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

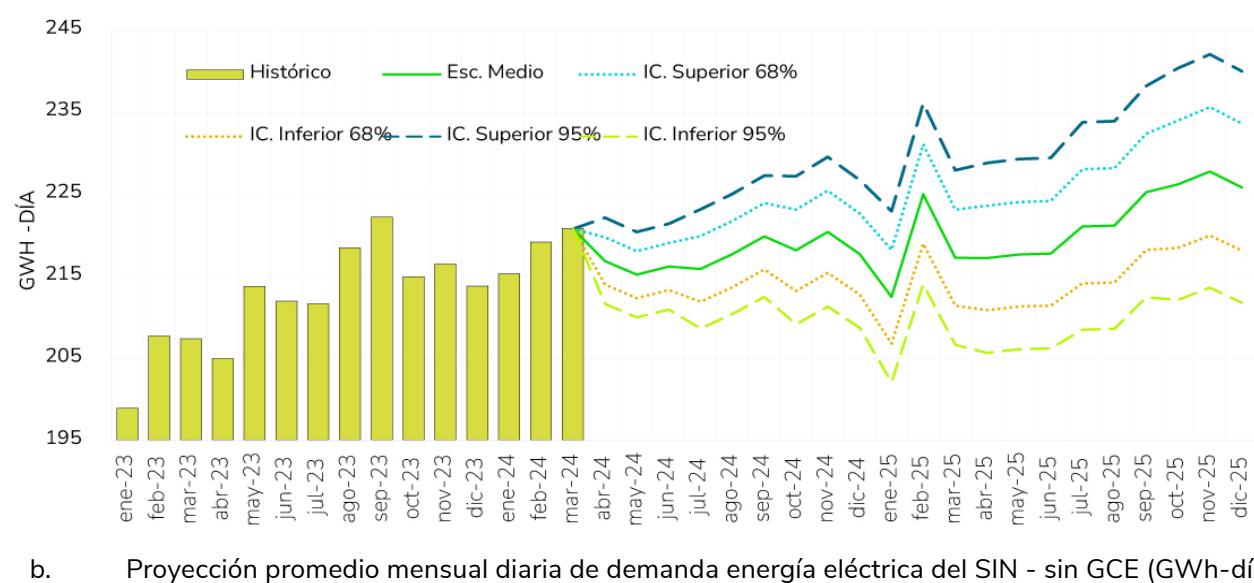
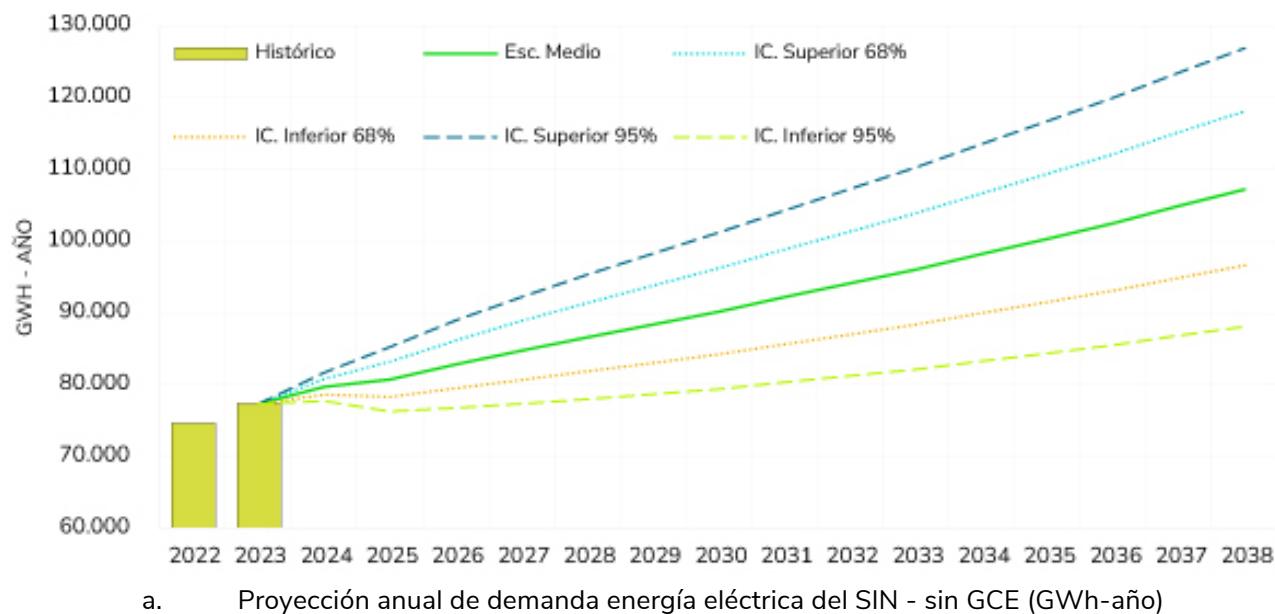
¹¹ VAR: Modelo de Vectores Autorregresivos

¹² 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).

¹³ 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_UP-ME_3ra_Entrega_vf.pdf

¹⁴ Marco Fiscal de Mediano Plazo 2023. "Estrategia sostenible para la transformación social y económica de Colombia". Página 125. En línea: https://www.minhacienda.gov.co/webcenter>ShowProperty?nodeId=%2FConexionContent%2FWCC_CLUSTER-223865%2F%2FidcPrimaryFile&revision=latestreleased



Gráfica 8. Proyección de la demanda energía eléctrica del SIN - sin GCE

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.

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 consumidores especiales (GCE). Es de resaltar que, a partir del febrero de 2024 se registró demanda asociada a la entrada de Ternium en los reportes de Indicadores de pronósticos oficiales de demanda del operador del sistema XM¹⁵.

¹⁵ XM, Administradores del mercado eléctrico. (2024). "Indicadores de pronósticos oficiales de demanda". En línea: <https://www.xm.com.co/consumo/informes-demanda/indicadores-de-pronosticos-oficiales-de-demanda>

En la Tabla 8 se presentan los consumos esperados de los GCE separado 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.

Tabla 8. Información de GCE

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	2014
	Drummond Río Córdoba	DRC	20141500055111 20221000158621 20231110266172	2015
	Tubos Caribe ¹⁶	TC	20131500059741	2019
	San Fernando	SF	20211520018061	2021
	Drummond La Loma	DLL	20141500063731 20221110223472	2023
	Ternium	T	20181520003441	2024
Grupo 2. GCE sin conexión al SIN, pero con concepto de conexión aprobado.	EEAR Canoas ¹⁷	EEAR	20211520092171 20231520150871 20241300059722	2024
	Metro de Bogotá	MBOG	20211520124031 20211520124041 20211520124051 20231300156642	2025
	RegioTram	RTRAM	20211520122261 20211520122271 20241300059722	2026
	Puerto Antioquia	PA	20171520024341 20231140183611 20241110033752 20241110067382	2024
	ODC ¹⁸ Caucasia	ODCC	Informado ante el operador de red	2026
	Metro de Medellín La 80	MED80	20241110067382	2025
	Peldar Zipaquirá	PZ	20231540023461	2026
	Dt Serena del Mar Fase2	SMAR2	20231540023351	2028
	Cemex Caracolito	CC	20231540026841 20231540027301	2025
	Cementos San Marcos	CSM	20231540027971	2025
	ULTRACEM	ULTRASEM	20231540026781	2025
	Dt Serena del Mar Fase1	SMAR1	20231540023351	2024
	SierraCol	SC	20231540026411	2024
	Argos Tolcementos	AT	20231540025791 20231000087721	2025
	ODATA Cota	ODATAC	20231540023481 20241110013492	2026
	Lower Mine	LM	20231540021341 20241110048772	2026
	ODATA Navarra	ODATAN	20231540023521 20231000102311	2026
	La Constancia R2	LCR2	20231540023541 20231000136471	2025
	Tenjo 1	T1	20231540023511	2026

¹⁶ Esta carga tiene capacidad aprobada por 25 MW, pero se reporta sobre el máximo histórico que han tomado.
¹⁷ EEAR: Estación Elevadora de Aguas Residuales.
¹⁸ ODC: Oleoducto de Colombia.

Es de mencionar que, en la presente revisión la Unidad no contempla dentro de los análisis los consumos esperados de los GCE: Quebradona¹⁹ y Minesa²⁰, así estos hayan cumplido con los requisitos para la aceptar la asignación de capacidad de transporte (Resolución CREG 75 de 2021²¹, artículo 28) ante la UPME, como son: a) copia de la aprobación por parte del ASIC de la garantía de que trata el artículo 24, y b) la curva S de construcción del proyecto con las fechas de los hitos señalados en el artículo 29. Esto se debe a que los proyectos actualmente no cuentan con licencia ambiental y el trámite se encuentra archivado por parte de ANLA. Por lo cual, se procedió a realizar la consulta a través de la Ventanilla Integral de Trámites Ambientales en Línea - VITAL del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS, sobre el estado de los permisos y licencias ambientales de estos proyectos:

- Proyecto “Minera de Cobre Quebradona” - Expediente ANLA LAV0001-00-2020. Empresa Minera de Cobre Quebradona S.A.S. B.I.C

Estado Actual: Mediante el Auto 09023 del 25 de octubre de 2021, la ANLA ordenó el archivo del trámite administrativo de solicitud de licencia ambiental - actualmente el proyecto no cuenta con licencia ambiental.

Fuente: Ventanilla Integral de Trámites Ambientales en Línea - V ITAL MADS (Fecha de consulta 21 de mayo de 2024).

- Proyecto “Explotación Subterránea de Minerales Auroargentíferos Soto Norte” - Expediente ANLA LAV0012-00-2019. Empresa Sociedad Minera de Santander S.A.S.

Estado Actual: Mediante el Auto 09674 del 2 de octubre de 2020, la ANLA ordenó el archivo del trámite administrativo de solicitud de licencia ambiental - actualmente el proyecto no cuenta con licencia ambiental.

Fuente: Ventanilla Integral de Trámites Ambientales en Línea-VITAL MADS (Fecha de consulta 21 de mayo de 2024).

De otra parte, mediante los radicados UPME se realizó la liberación de la capacidad de transporte por desistimiento conforme al literal B del artículo 33 de la Resolución CREG 075 de 2021 de los siguientes GCE:

- Zona franca Argos S.A.S. Rad. UPME: 20231000119691.
- Continental Gold Limited Sucursal Colombia - Buriticá. Rad. UPME: 20231000126791.

Adicionalmente, la Unidad revisó el consumo esperado asociado a VRO - Ecopetrol, el cual es una suplencia de 209 MW con la siguiente consideración en los estudios de conexión:

“.... el respaldo desde la subestación Suria (DelSur) 220 kV debe ser condicionado a que los circuitos Reforma - San Fernando 230 kV y Suria - San Fernando 230 kV no pueden estar conectados simultáneamente.” (Concepto Rad. UPME: 20231540023501). Por lo anterior, no se tendrá en cuenta dentro de los análisis presentados para evitar duplicidad.

Cabe resaltar que, con la revisión del presente informe de la demanda de energía eléctrica,

¹⁹ Quebradona: Minera de Cobre Quebradona.
Rad. UPME Concepto de conexión: 20191100090532, 20221140111861 y 20241110067842.

Demandada solicitada (MW): 58 MW

Fecha de Puesta en Operación - FPO: 15 de mayo de 2028

²⁰ Minesa: Explotación Subterránea de Minerales Auroargentíferos Soto Norte.
Rad. UPME Concepto de conexión: 20191100090222, 20211520072001 y 20241110069802.

Demandada solicitada (MW): 36 MW

Fecha de Puesta en Operación - FPO: segundo trimestre de 2029

²¹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. (2021). Resolución 75 de 2021 “Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional”. En línea: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0075_2021.htm

y la actualización del estado de los GCE, se obtiene una reducción promedio del 22% de la demanda de GCE con respecto a la presentada en el informe de diciembre de 2023, para el período comprendido entre 2024-2038, equivalente a 2.289 GWh-año. Asimismo, se estima una reducción de aproximadamente el 20% en cuanto a la demanda de potencia máxima de los GCE, equivalente a 312 MW-año.

Expuesto lo anterior, con la información suministrada a la UPME con respecto de GCE: a) la participación de los GCE Grupo 1 dentro de la demanda de energía eléctrica se estima que estará entre un 4,33% y un 5,66%, para el período 2024-2038, lo que se traduce en un aporte promedio de 0,24 puntos porcentuales al crecimiento promedio año de la demanda de energía eléctrica, y b) en caso de que se materialice la entrada de los proyectos mencionados anteriormente en relación a los GCE Grupo 2, éstos tendrían una participación entre 0,17% y 3,25%, contribuyendo hasta 0,80 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda, para el período de análisis.

Para el análisis de vehículos eléctricos (VE), se toman los valores estimados en el Plan Energético Nacional - PEN 2022-2052 en el escenario de modernización.²² Este escenario continúa con la tendencia actual de modernización de parque automotor y venta de vehículos eléctricos, y se estima que la participación de los vehículos eléctricos dentro de la demanda de energía eléctrica se encuentre entre 0,09% y 6,41% en el período comprendido entre 2024 a 2038, y con una contribución entre 0,01 y 1,27 puntos porcentuales al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. Además, dicha demanda del parque automotor eléctrico en el transporte terrestre, se distribuye así: a) año 2024: 32,72% en el transporte liviano, 49,66% en el transporte masivo, 11,33% en motos y 6,30% en transporte pesado, y b) año 2038: 14,18% en el transporte liviano, 15,79% en el transporte masivo, 67,82% en motos y 2,21% en transporte pesado. Cabe resaltar que el escenario de Modernización no se alcanza la meta establecida en la NDC²³ de 600.000 vehículos eléctricos para 2030. De acelerarse la implementación de medidas de transición energética justa en el transporte, y alcanzar dicha meta, la demanda de energía eléctrica del transporte podría ser hasta de 30 veces mayor.

Adicionalmente, para las proyecciones de GD se prevé una participación negativa dentro de la demanda de energía eléctrica, la cual estaría entre -2,15% y -0,59%. Esto generaría igualmente una contribución negativa y restaría entre 0,08 y 0,28 puntos al crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica. La información empleada para la proyección es la reportada por los Operadores de Red a la Unidad²⁴, en virtud de la Resolución CREG 174 de 2021²⁵, la cual actualiza la definición de generación distribuida presentada en la Resolución 030 de 2018. A partir de ésta, se estima la producción de electricidad de un sistema fotovoltaico instalado en una azotea o puesto en tierra conectado a la red, basado en el ingreso de algunos datos de referencia, tales como: capacidad instalada, tipo de matriz, pérdidas del sistema y ángulo de inclinación.

²² UPME. (2023). Actualización Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2052. En línea: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Paginas/PEN-2052.aspx> https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Actualizacion_PEN_2022-2052_VF.pdf

²³ 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%A9tica%20COPDES%203934%20-%20Pol%C3%A9tica%20de%20Crecimiento%20Verde.pdf

²⁴ La información disponible y reportada de la capacidad instalada y declarada por parte de los Operadores de Red OR para el año 2023 (primer semestre), fue de 57,84 MW. (Fecha del reporte: 24 de abril de 2024) Para la obtención del valor total del año 2023, se empleó la base de datos de la Unidad en cuanto Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE para incentivos tributarios, la cual tiene una correlación superior al 98% entre el período 2018 a 2022. De lo anterior, el valor obtenido del cálculo para el año 2023 fue de 100,10 MW. De lo anterior, la capacidad instalada y declarada acumulada a 2023 será de 235,66 MW.

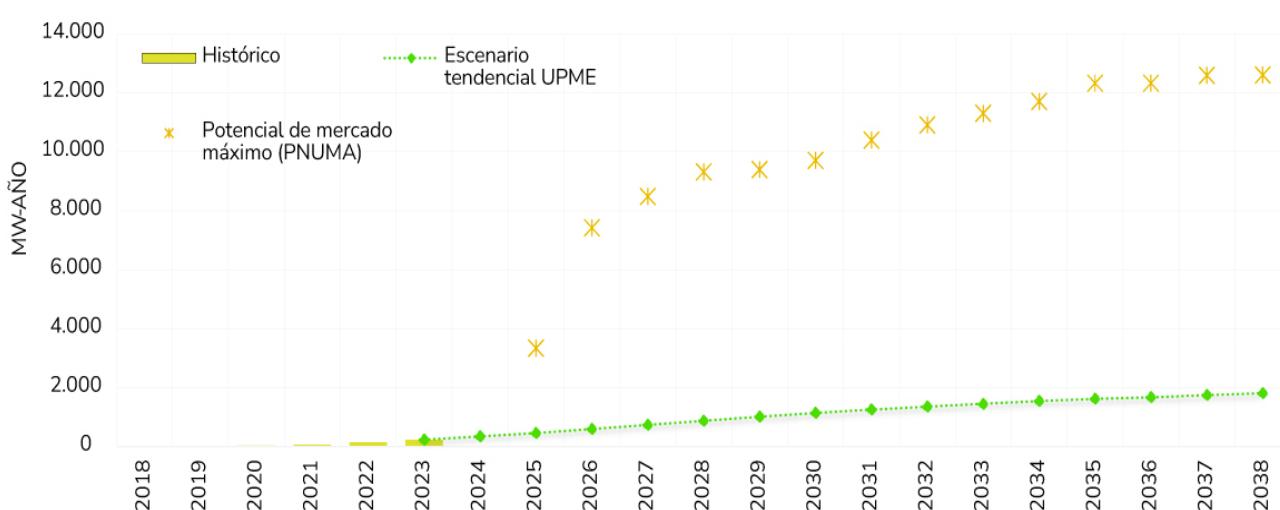
²⁵ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG. (2021). Resolución 174 de 2021 "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional". En línea:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ff5b050256eee00709c02/c99b2f316a59ffff052587950077d9d1/\\$FILE/Creg174-2021.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ff5b050256eee00709c02/c99b2f316a59ffff052587950077d9d1/$FILE/Creg174-2021.pdf)

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).

Así mismo, en la Gráfica 9 se presentan los resultados de capacidad instalada futura asociada a la GD, manteniendo un factor de utilización o de aprovechamiento del 32% (valor histórico observado), calculado con la relación entre la potencia demandada y la potencia instalada. Se estima que la capacidad instalada a 2024 sea de 339 MW y para 2038 de 1.812 MW, con un crecimiento promedio año del 15,18%. En la Gráfica 10, se presenta la información de GCE, ME y GD utilizada en esta proyección.

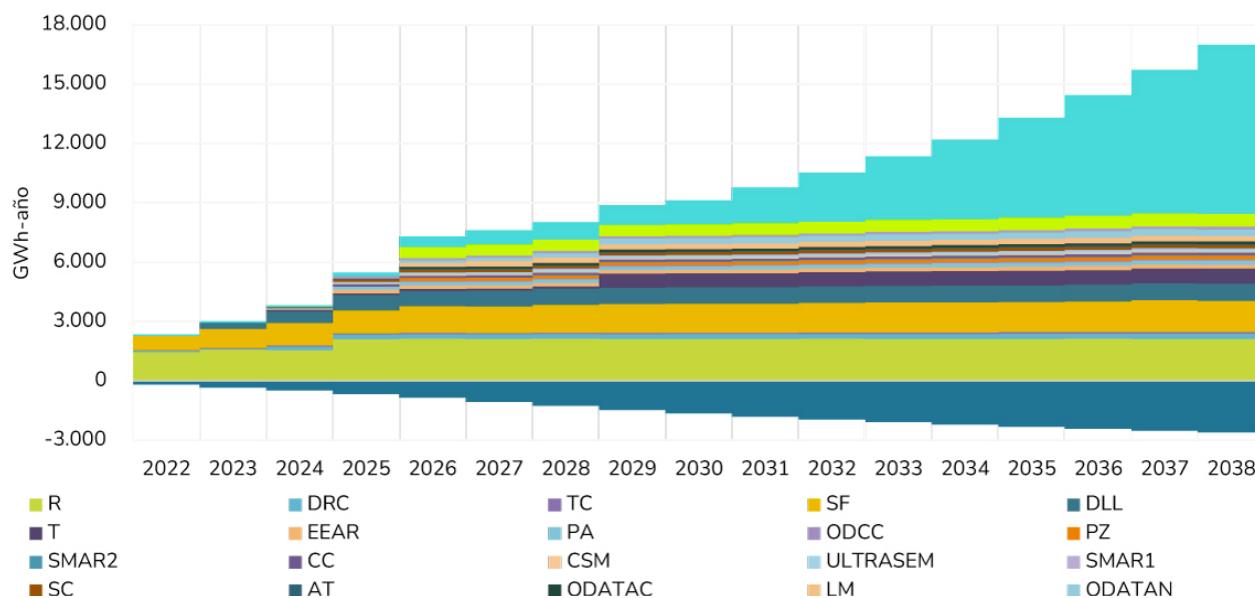
Es de resaltar que, de acuerdo con el estudio de referencia presentado por Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA)²⁶, éste aclara que: "el estudio pretende hacer una estimación de un Potencial de mercado máximo (benchmark) con las condiciones de mercado actuales, y no es objeto del estudio realizar una estimación de la penetración o adopción de la tecnología a lo largo del tiempo". Asimismo, presenta 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.



Gráfica 9. 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 (abril 24), 2024.

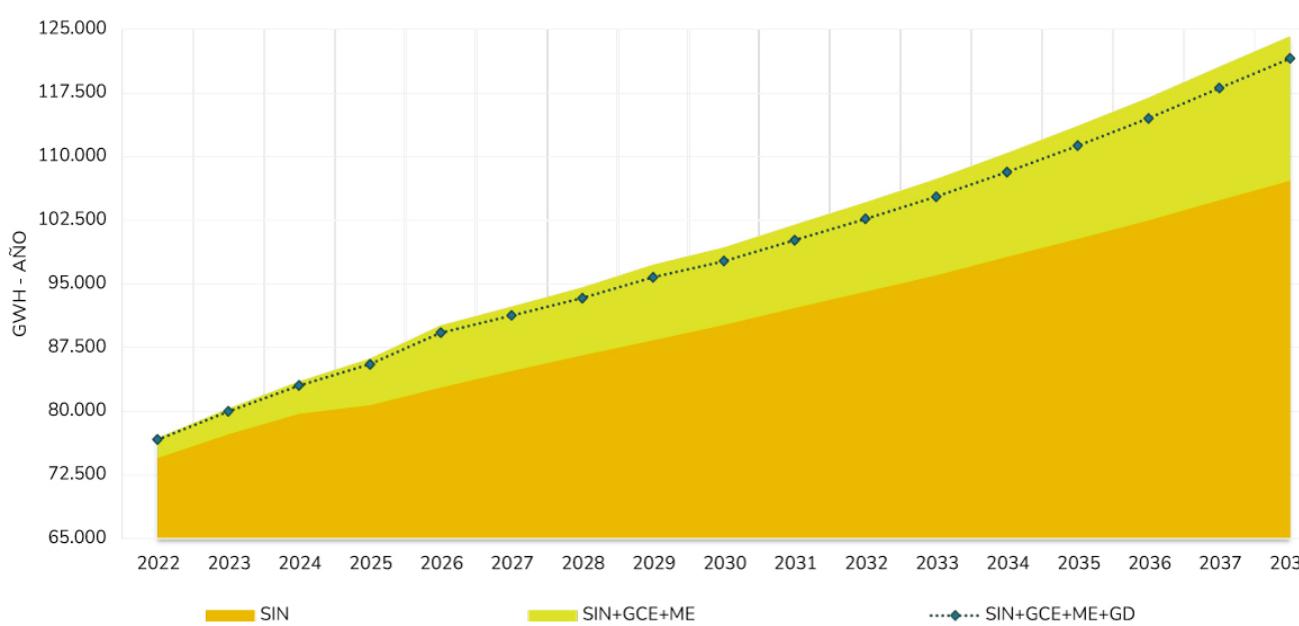
²⁶ PNUMA. (2021). "La oportunidad de negocio de la Generación Solar Distribuida en Colombia: Mecanismos de financiamiento para la banca comercial". Diciembre, 2021. Bogotá, Colombia. Páginas: 120 - 121. En línea: <https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2021/11/Generacion%CC%81n-Sole-Financiamiento-GDS-Col.pdf>



Gráfica 10. Proyección anual de demanda energía eléctrica (GWh-año) GCE + ME²⁷ +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, 2024.

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 2,17% a 3,79%. Si se le adiciona la demanda asociada a los GCE Grupo 2, el crecimiento se ubicaría entre 2,12% a 4,52%, para el período 2023-2037. Luego, si a esta demanda se le incluye la GD, se presentaría una reducción del crecimiento anual en dicho escenario entre el 0,01% y 0,21%. Ver Gráfica 11.



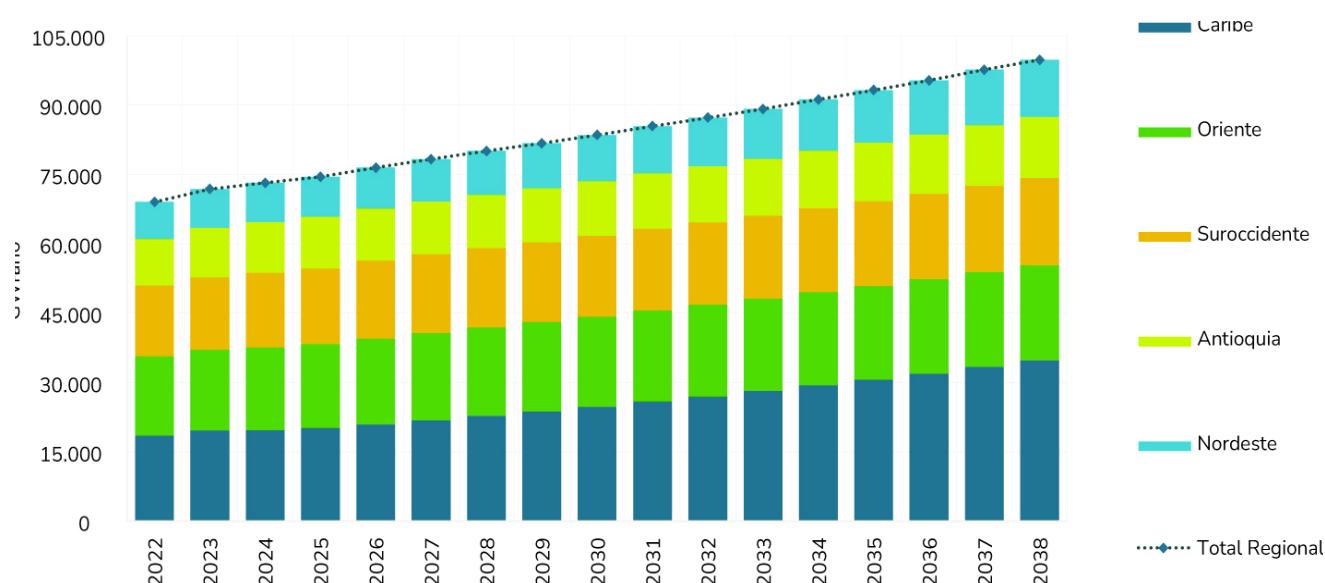
Gráfica 11. Proyección anual de demanda de energía eléctrica (GWh-año) Esc. Medio

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.

III. Proyección por áreas de la demanda de energía eléctrica SIN²⁸

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 resultados²⁹. 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 dinámicos³⁰.

Se estima que para el período 2024 a 2038, el crecimiento mensual promedio en el escenario medio de la demanda por área sea de: 3,90% - Caribe (i.e. 2.196 GWh-mes), 1,13% - Oriente (i.e. 1.627 GWh-mes), 1,26% - Suroccidente (i.e. 1.469 GWh-mes); 1,46% - Antioquia (i.e. 1.004 GWh-mes), y 2,62% - Nordeste (i.e. 856 GWh-mes) (Gráfica 13). En consecuencia, el crecimiento anual promedio de la demanda total por área para el período de análisis se prevé en 2,24%, en donde el aporte de las áreas al aumento del crecimiento sería de 1,19 (Caribe), 0,26 (Oriente), 0,26 (Suroccidente), 0,20 (Antioquia), y 0,31 (Nordeste) puntos porcentuales.



Gráfica 12. Proyección anual de demanda de energía eléctrica por áreas (GWh-año) ■ Esc. Medio.

*No se incluyen las cargas especiales (existentes y nuevas), ni las pérdidas del STN.

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2024.

IV. Proyección de la demanda de potencia máxima

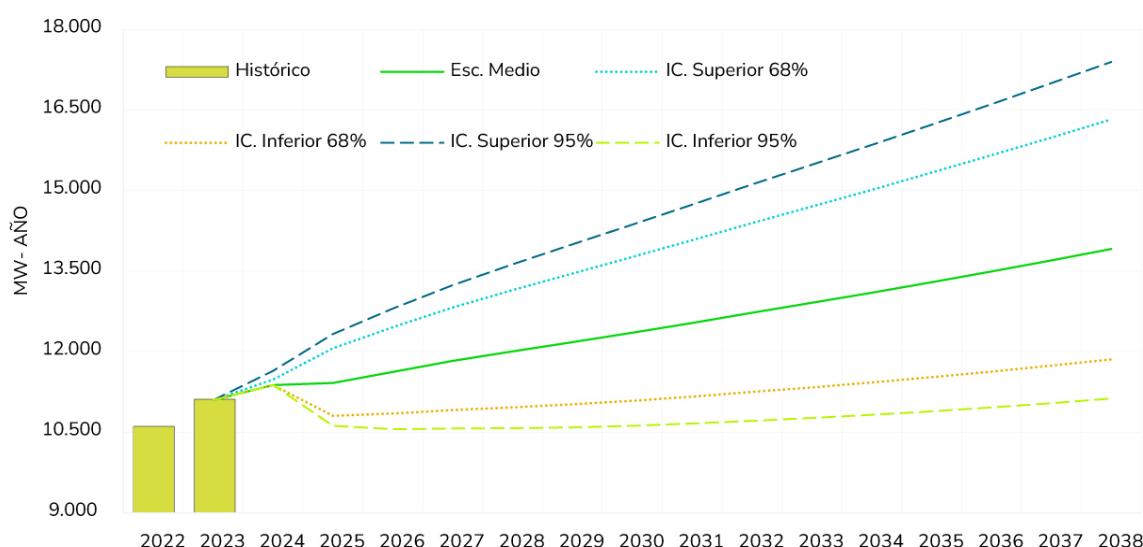
Los resultados obtenidos muestran que para el periodo 2024-2038, la demanda de potencia máxima del SIN (sin incluir GCE) podría tener un crecimiento promedio año del 1,51%, y con una probabilidad del 21%, para el escenario medio. (Gráfica 13).

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

29 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.

30 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.

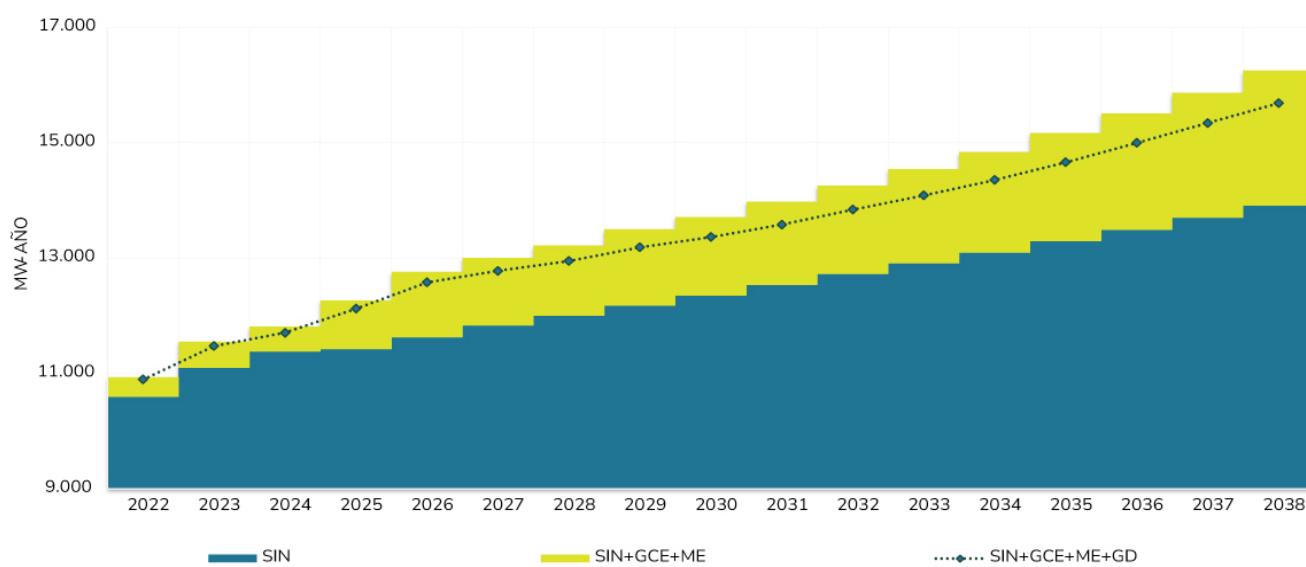
Según Masih & Masih esta metodología: "genera estimaciones robustas principalmente cuando el número de observaciones consideradas es pequeño y las series no son estacionarias. Además, el método de mínimos cuadrados ordinarios dinámicos corrige posibles problemas de simultaneidad entre las variables explicativas, 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 13. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) sin GCE

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.

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 2023 a 2037 entre el 1,51% y 4,04%. Si adicionalmente a esta demanda se le incluye la GD, se daría una reducción en el crecimiento promedio anual que estaría entre el 0,05% y 0,35%. Ver Gráfica 14. Cabe reiterar que esta proyección tiene en cuenta la proyección tendencial actual de vehículos eléctricos y de entrada de GD. Deben considerarse estudios complementarios sobre el impacto en la potencia máxima de la materialización de las metas planteadas en la NDC para electromovilidad³¹, así como de la masificación de techos solares, según el gran potencial identificado en el país por PNUMA³²



Gráfica 14. Proyección anual de demanda de potencia máxima (MW-año) - Esc. Medio

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024.

³¹ 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

³² 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>

Anexos

a. Desviaciones proyección UPME diciembre 2023 vs demanda real de energía

El enfoque de la revisión se basa en la disminución del error sistemático tipo "sesgo", para producir resultados que no se aparten sistemáticamente del valor real. Para ello, se presentan los resultados para el período entre octubre de 2023 a marzo 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 Energía³³ (IEA, por sus siglas en inglés).

A nivel Nacional:

Tabla 9. Errores de las proyecciones nacionales - Revisión diciembre 2023

Energía eléctrica

	Con GCE nuevos ³⁴			Sin GCE nuevos		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Esc. Medio	1,24%	89	0,02%	-0,44%	64	0,02%
I.C. Superior 68%	2,74%	186	0,08%	1,11%	88	0,02%
I.C. Inferior 68%	-0,25%	65	0,01%	-1,98%	133	0,06%
I.C. Superior 95%	3,93%	267	0,16%	2,34%	153	0,06%
I.C. Inferior 95%	-1,43%	99	0,04%	-3,20%	213	0,13%

Potencia máxima

	Con GCE nuevos			Sin GCE nuevos		
	APE	AAE	MSE	APE	AAE	MSE
Esc. Medio	-0,58%	143	0,03%	-2,47%	287	0,11%
I.C. Superior 68%	1,46%	205	0,04%	-0,36%	132	0,03%
I.C. Inferior 68%	-2,59%	314	0,12%	-4,54%	505	0,28%
I.C. Superior 95%	2,29%	258	0,06%	0,49%	140	0,02%
I.C. Inferior 95%	-3,37%	387	0,17%	-5,34%	594	0,37%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 11), 2024

³³ CONSIDINE, TIMOTHY J. & CLEMENTE, FRANK A. (2007). "Gas-Market Forecast: Betting on bad numbers".

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

³⁴ Incluyen los grandes consumidores especiales, como: Rubiales, Drummond Rio Córdoba, Tubos Caribe, San Fernando, Drummond La Loma, Terrium.

A nivel de áreas:

Tabla 10. Errores de las proyecciones por áreas - Revisión diciembre 2023

Energía eléctrica

Esc. Medio	APE	AAE	MSE
Caribe	4,64%	74	0,28%
Oriente	-0,43%	8	0,01%
Suroccidente	-2,39%	33	0,10%
Antioquia	-0,45%	16	0,04%
Nordeste	-0,70%	9	0,02%

Potencia máxima

Esc. Medio	APE	AAE	MSE
Caribe	-2,91%	84	0,13%
Oriente	-1,54%	40	0,05%
Suroccidente	-5,09%	128	0,31%
Antioquia	-5,21%	85	0,30%
Nordeste	-3,92%	50	0,20%

Fuente: UPME, Base de Datos XM (abril 14), 2024

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%
2024	79.701	81.687	77.726	80.792	78.616
2025	80.741	85.247	76.272	83.217	78.283
2026	82.813	88.930	76.762	86.175	79.485
2027	84.748	92.225	77.367	88.860	80.685
2028	86.593	95.309	78.006	91.388	81.864
2029	88.372	98.244	78.663	93.806	83.022
2030	90.193	101.172	79.412	96.239	84.248
2031	92.198	104.274	80.357	98.851	85.666
2032	94.104	107.253	81.230	101.352	86.997
2033	96.030	110.233	82.143	103.863	88.358
2034	98.205	113.486	83.284	106.637	89.957
2035	100.335	116.693	84.384	109.366	91.513
2036	102.492	119.931	85.509	112.125	93.093
2037	104.890	123.446	86.840	115.144	94.895
2038	107.193	126.866	88.081	118.069	96.604

	SIN + GCE + ME (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2024	83.512	85.498	81.537	84.603	82.427
2025	86.210	90.716	81.741	88.687	83.752
2026	90.111	96.227	84.060	93.473	86.782
2027	92.352	99.829	84.971	96.464	88.289
2028	94.614	103.329	86.027	99.409	89.885
2029	97.256	107.128	87.547	102.690	91.906
2030	99.323	110.302	88.542	105.369	93.379
2031	101.972	114.048	90.131	108.625	95.440
2032	104.623	117.772	91.750	111.871	97.516
2033	107.377	121.580	93.490	115.210	99.705
2034	110.408	125.689	95.487	118.840	102.160
2035	113.624	129.982	97.673	122.654	104.801
2036	116.933	134.372	99.949	126.566	107.534
2037	120.598	139.154	102.548	130.852	110.603
2038	124.182	143.855	105.070	135.058	113.593

	SIN + GCE + ME + GD (GWh-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2024	83.023	85.008	81.047	84.113	81.937
2025	85.544	90.050	81.075	88.021	83.086
2026	89.253	95.370	83.202	92.615	85.924
2027	91.289	98.766	83.908	95.401	87.226
2028	93.342	102.057	84.754	98.137	88.613
2029	95.790	105.662	86.080	101.223	90.440
2030	97.682	108.661	86.901	103.728	91.738
2031	100.155	112.231	88.315	106.808	93.623
2032	102.655	115.804	89.782	109.903	95.549
2033	105.286	119.490	91.399	113.120	97.615
2034	108.188	123.469	93.267	116.620	99.940
2035	111.295	127.653	95.344	120.325	102.472
2036	114.515	131.954	97.531	124.147	105.115
2037	118.075	136.631	100.025	128.329	108.080
2038	121.569	141.242	102.457	132.446	110.980

Fuente: UPME. 2024

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%
2024	11.380	11.644	11.380	11.484	11.380
2025	11.419	12.332	10.620	12.065	10.807
2026	11.626	12.803	10.558	12.457	10.851
2027	11.831	13.241	10.571	12.824	10.915
2028	12.005	13.627	10.576	13.145	10.964
2029	12.177	13.999	10.592	13.455	11.020
2030	12.352	14.367	10.620	13.763	11.086
2031	12.538	14.741	10.664	14.078	11.166
2032	12.726	15.115	10.715	14.394	11.252
2033	12.911	15.481	10.767	14.703	11.337
2034	13.098	15.850	10.825	15.014	11.427
2035	13.295	16.228	10.893	15.334	11.527
2036	13.494	16.608	10.964	15.657	11.631
2037	13.701	16.998	11.044	15.988	11.742
2038	13.913	17.395	11.129	16.325	11.858

	SIN + GCE + ME (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2024	11.809	12.295	11.809	12.132	11.809
2025	12.265	13.178	11.419	12.911	11.653
2026	12.761	13.938	11.692	13.591	11.985
2027	13.004	14.414	11.744	13.997	12.088
2028	13.222	14.844	11.793	14.362	12.181
2029	13.504	15.326	11.919	14.782	12.347
2030	13.708	15.722	11.976	15.118	12.442
2031	13.975	16.178	12.101	15.515	12.603
2032	14.253	16.641	12.242	15.920	12.778
2033	14.539	17.109	12.395	16.331	12.965
2034	14.837	17.588	12.563	16.752	13.166
2035	15.167	18.100	12.764	17.206	13.399
2036	15.505	18.619	12.975	17.668	13.642
2037	15.867	19.164	13.210	18.154	13.908
2038	16.253	19.734	13.468	18.664	14.197

	SIN + GCE + ME + GD (MW-año)				
	Esc. Medio	IC Superior 95%	IC Inferior 95%	IC Superior 68%	IC Inferior 68%
2024	11.704	12.187	11.704	12.029	11.704
2025	12.122	13.035	11.277	12.768	11.510
2026	12.578	13.755	11.509	13.409	11.802
2027	12.779	14.189	11.519	13.772	11.863
2028	12.948	14.570	11.519	14.088	11.907
2029	13.188	15.010	11.603	14.466	12.031
2030	13.364	15.378	11.632	14.775	12.098
2031	13.580	15.783	11.706	15.120	12.208
2032	13.838	16.227	11.827	15.505	12.364
2033	14.088	16.659	11.944	15.880	12.515
2034	14.354	17.105	12.080	16.269	12.683
2035	14.661	17.594	12.258	16.700	12.893
2036	14.998	18.112	12.468	17.160	13.134
2037	15.341	18.638	12.684	17.628	13.382
2038	15.685	19.167	12.900	18.097	13.629

Fuente: UPME. 2024

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
2024	19.718	17.877	16.103	11.025	8.503
2025	20.164	18.149	16.421	11.143	8.607
2026	20.948	18.579	16.847	11.255	8.875
2027	21.876	18.878	17.020	11.387	9.174
2028	22.782	19.134	17.184	11.535	9.455
2029	23.735	19.336	17.331	11.680	9.718
2030	24.766	19.505	17.477	11.831	9.981
2031	25.893	19.702	17.665	12.015	10.208
2032	26.998	19.847	17.822	12.176	10.477
2033	28.160	19.960	17.966	12.331	10.743
2034	29.423	20.107	18.148	12.516	11.042
2035	30.677	20.244	18.324	12.693	11.344
2036	31.981	20.367	18.492	12.865	11.646
2037	33.376	20.529	18.692	13.062	11.981
2038	34.750	20.670	18.871	13.242	12.308

Fuente: UPME. 2024

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
2024	2.827	2.587	2.565	1.654	1.306
2025	2.888	2.649	2.594	1.631	1.311
2026	2.964	2.697	2.618	1.643	1.339
2027	3.060	2.735	2.643	1.656	1.370
2028	3.161	2.756	2.656	1.667	1.398
2029	3.268	2.775	2.666	1.677	1.425
2030	3.384	2.789	2.676	1.688	1.453
2031	3.508	2.803	2.687	1.701	1.477
2032	3.635	2.816	2.698	1.713	1.504
2033	3.766	2.825	2.707	1.725	1.531
2034	3.901	2.830	2.714	1.737	1.559
2035	4.041	2.838	2.724	1.749	1.588
2036	4.183	2.846	2.734	1.761	1.618
2037	4.329	2.854	2.743	1.773	1.649
2038	4.478	2.863	2.754	1.786	1.681

Fuente: UPME. 2024



Unidad de Planeación
Minero Energética



2024