

Resumen ejecutivo: PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA, POTENCIA MÁXIMA Y GAS NATURAL 2023 - 2037

La Unidad de Planeación Minero – Energética UPME presenta las proyecciones de demanda para el periodo 2023 – 2037, un documento técnico cuya finalidad es proveer información que sirva de soporte para 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.

Las proyecciones de la demanda de energía eléctrica cuentan con tres componentes: la estimación del consumo de Sistema Interconectado Nacional SIN, el reporte de consumo de grandes cargas que han anunciado a la UPME su intención de conectarse en el futuro cercano y la estimación del consumo de vehículos eléctricos y de reducciones de demanda resultantes de la generación distribuida, siendo estas el resultado de un modelo econométrico de combinación de pronósticos, el cual emplea modelos multivariados VAR¹ y los VEC² empleando como supuesto principal el crecimiento potencial de la económica, el cual de acuerdo con los resultados obtenidos del estudio desarrollado por la UPME – Fedesarrollo³ se prevé que para el periodo 2023 y 2024 el PIB sea del 1,0% y 1,5% respectivamente y, para el periodo 2025-2037 el crecimiento potencial de la economía se encontraría alrededor del 3,0%, lo anterior en línea con el Marco Fiscal de Mediano Plazo MFMP de 2023.

Para el caso de las proyecciones de gas natural, su metodología se basa en la determinación, a partir de información histórica de relaciones estadísticas de la demanda de cada uno de los sectores con variables económicas asociadas a cada sector. Las proyecciones de demanda nacional adoptan la distribución nodal (172 nodos) y regional (9 regiones) del Plan de Abastecimiento de Gas Natural, con arreglo al Sistema Nacional de Transporte (SNTGN). Esto permitirá estimar los beneficiarios potenciales de obras de infraestructura y generar datos comparables entre documentos. Con la identificación de las regiones, se asocian los municipios con servicio de gas natural según el criterio de cercanía geográfica a los nodos del SNTGN. La Gráfica 1, presenta la distribución mencionada tanto a nivel nodal como a nivel regional. Con base en esto, se presentan de manera general los principales resultados obtenidos en las proyecciones de demanda de energía eléctrica y gas natural para el periodo 2023 – 2037.

¹ VAR: Modelo de Vectores Autorregresivos

² VEC: Modelo de Vectores de Corrección de Error

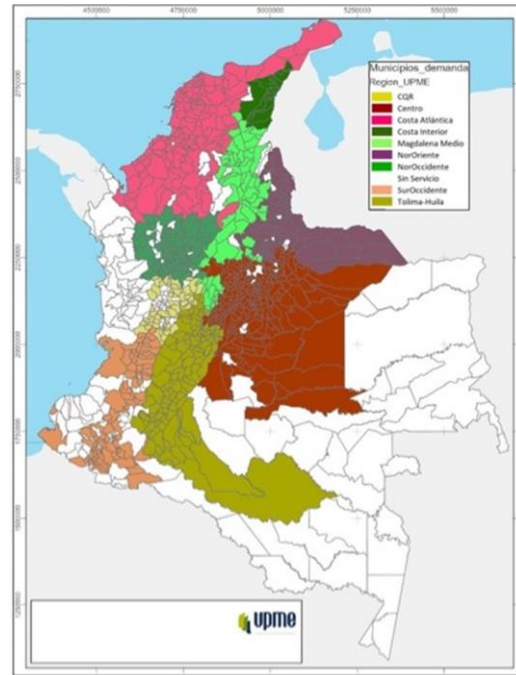
A este modelo se le introducen variables exógenas (variable simulada de tipo impulso o escalón "Dummy" – Q2/2010 a Q1/2011, Q1/2013 a Q4/2013, Q3/2017 a Q2/2018, Q2/2020 a Q1/2021 y Q2/2023 a Q3/2023.

³ 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.



Gráfica. Nodos que conforman las regiones

Fuente: UPME. Construcción Propia



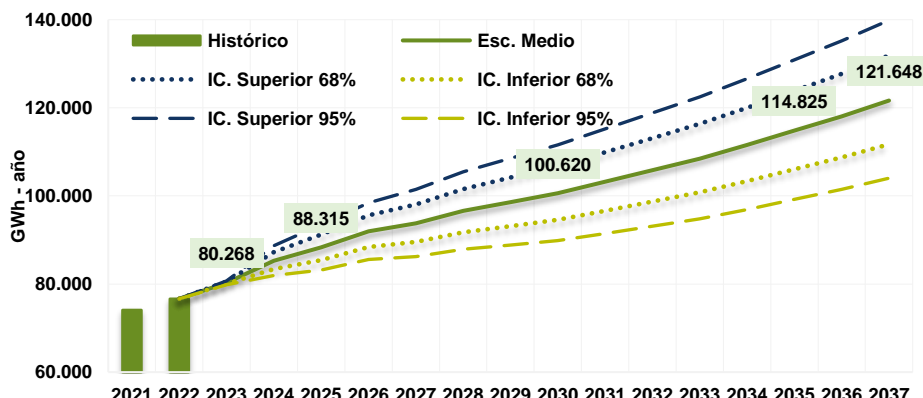
Gráfica. Municipios que conforman las regiones

Fuente: UPME. Construcción Propia

Gráfica 1. Distribución de la demanda de gas natural

Energía Eléctrica:

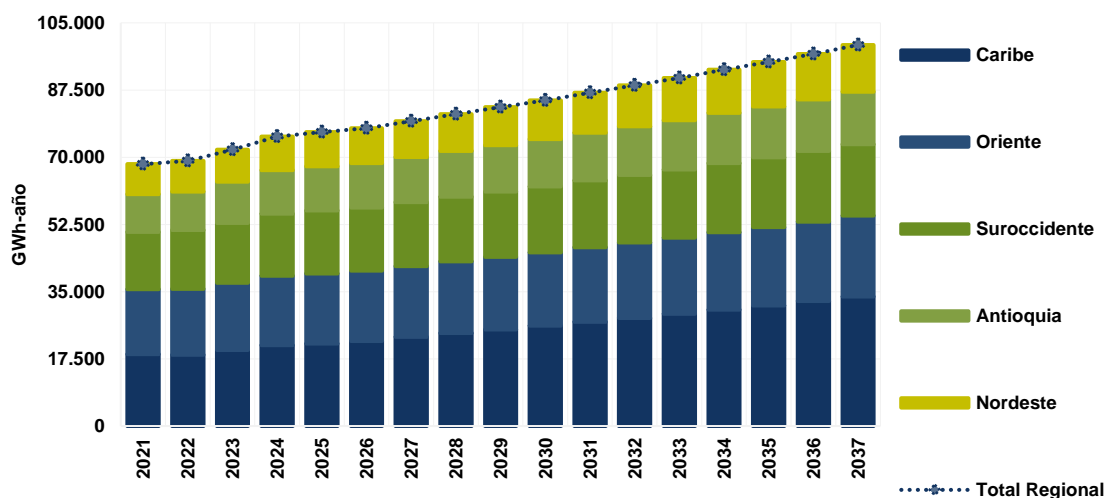
Se estima que el rango esperado en la demanda promedio día-mes de energía eléctrica (incluye grandes cargas especiales, movilidad eléctrica y generación distribuida) en el corto plazo (próximos 2 años) con un intervalo de confianza al 95%, se encuentre entre 206 a 251 GWh-día. Los resultados a mediano plazo indican que la demanda de energía eléctrica para el escenario medio en 2023 será de 80.268 GWh-año y en 2037 de 121.648 GWh-año, con un crecimiento promedio año del 3,1%.



Gráfica 2. Proyección anual de demanda energía eléctrica SIN + GCE +ME + GD (GWh-año) 4

⁴ * GCE: Grandes consumidores especiales o cargas especiales
Nota:

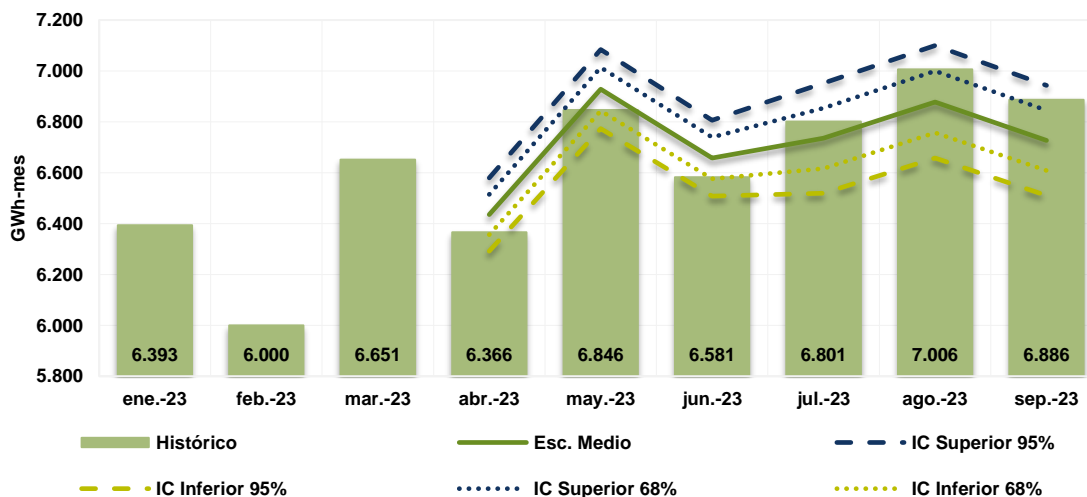
Para el período 2023 a 2037, el crecimiento mensual promedio para el escenario medio de demanda de energía eléctrica por área será de: 4,09% - Caribe (i.e. 2.197 GWh-mes), 1,40% - Oriente (i.e. 1.603 GWh-mes), 1,30% - Suroccidente (i.e. 1.436 GWh-mes); 2,12% - Antioquia (i.e. 1.025 GWh-mes), y 2,86% - Nordeste (i.e. 849 GWh-mes).



Gráfica 3. 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.

El desempeño de los escenarios desde abril a septiembre de 2023, en relación con los resultados de la presente revisión, ha mostrado un alto grado de confianza. Para los escenarios de demanda de energía eléctrica del SIN que incluye GCE nuevos, el error cuadrático medio para el periodo de análisis oscila entre el 0,02% y 0,13%

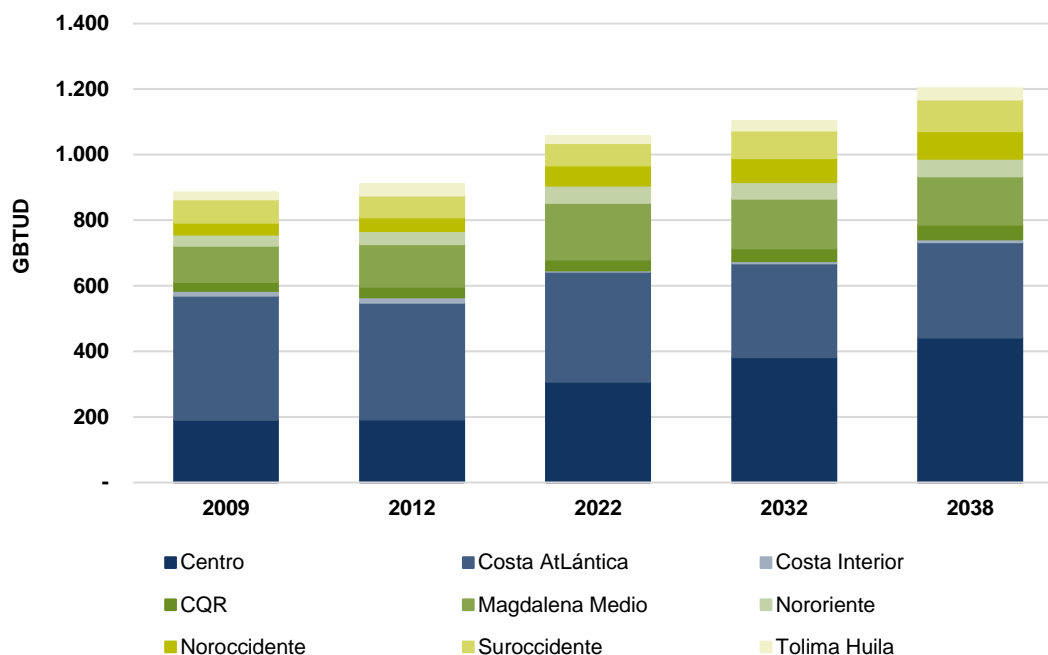


Gráfica 4. Comparación proyecciones de demanda UPME – Revisión Jul 2023 vs comportamiento real demanda de energía (SIN + GCE + ME + GD).

Gas Natural:

1. Las cargas especiales existentes son: Cerrejón, Cerromatoso, OXY y La Cira Infantas
 2. Las cargas especiales nuevas se encuentran definidas en el Informe de demanda de energía eléctrica.
- * Movilidad eléctrica incluye: Vehículos eléctricos, Metro de Bogotá, RegioTram, Metro de Medellín - La 80.
* GD: Generación distribuida

En el agregado del escenario medio, se estima una tasa de crecimiento promedio anual para la década 2022-2032 de 0,4%, significativamente inferior al crecimiento histórico (2009-2022) de 1,4%. Para años posteriores (2032-2038), impulsado por el desarrollo del GNL como energético de transporte, el crecimiento de la demanda de gas natural podría aumentar hasta 1,5% medio anual. Para el año 2022, el consumo medio de este combustible tuvo una magnitud de 1057 GBTUD, se estima que hacia el año 2032 la demanda nacional alcanzaría valores medios de 1103 GBTUD y para 2038 de 1202 GBTUD.



Gráfica 5. Demanda de gas natural sectorial histórica y proyectada, escenario medio

Dentro del sector residencial se espera un incremento de la cobertura actual del servicio del 63% hasta niveles de 68% hacia el 2032, marcándose un crecimiento de tal cobertura cada vez menor. Consecuentemente, la demanda se incrementaría entre los años 2022-2032 a una tasa media anual 1.5%, de 175 GBTUD a 202 GBTUD.

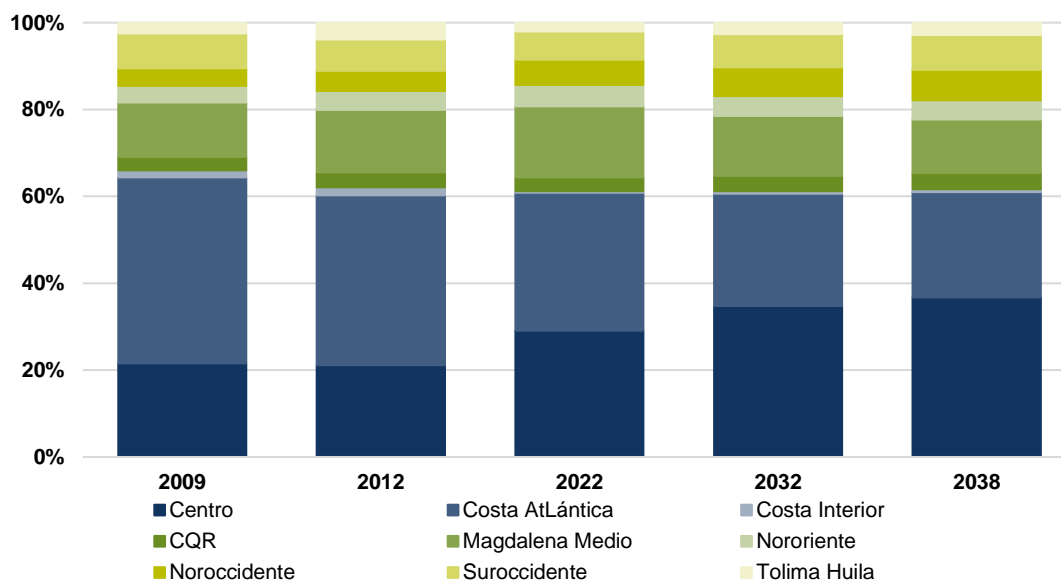
Para la demanda sector industrial (incluyendo petroquímico), determinada por el crecimiento económico de la industria de 1.0 % promedio anual en el periodo 2022-2032, se tiene un crecimiento de 0.5% medio anual, elevándose de 283 a 296 GBTUD. Análogamente y para el mismo periodo, asociado al crecimiento proyectado del PIB terciario de 3.1% medio anual, la demanda de este sector se elevaría de 56 a 77 GBTUD, lo que implica una tasa de crecimiento de 3.3% medio anual.

Para el sector transporte y el periodo 2022-32, determinado por un leve incremento del precio de gas natural frente a la gasolina motor, la demanda de gas natural comprimido vehicular se reduciría levemente de 56 a 53 GBTUD. Para la década de los años 30, con el desarrollo del GNL se espera que su consumo aumente en 120 GBTUD adicionales a finales de esa década.

En el sector petrolero se espera durante el mismo periodo, un decremento medio anual de 1,7%, asociado a proyectos de optimización en el consumo de gas natural en refinерías y campos de producción de hidrocarburos, de manera que la demanda caería de 254 a 214 GBTUD.

Con relación a la demanda termoeléctrica, con la significativa entrada de generación no convencional (solar y eólica, principalmente) se proyecta su reducción de 205 GBTUD a 166 GBTUD (valores medios anuales). No obstante, el gas natural mantendría su rol de respaldo para asegurar la generación eléctrica suficiente en estaciones y eventos de bajos aportes hidrológicos en los que esta demanda se podría multiplicar por dos o más.

A escala geográfica también se tienen diferencias en las tasas de crecimiento de cada región en razón a la composición sectorial de cada una de éstas. Es particularmente notable un incremento en la participación de la región Centro de 29% a 35% entre los años 2022-2032, que se compensa por una reducción de la participación de la región Costa Atlántica de 32% a 26%. El crecimiento de la región Centro sería orientado, entre otras causas, por una mayor cobertura del servicio y una mayor demanda de la industria y los servicios; el decrecimiento de la Costa Atlántica estaría guiado por la caída de la demanda termoeléctrica y de la refinación en Cartagena. En las demás regiones no se tienen cambios significativos en la participación en el agregado de la demanda nacional.



Gráfica 6. Participaciones en la demanda de gas natural regional histórica y proyectada, escenario medio.